



TUGAS AKHIR - TE091399

**STUDI ANALISIS KEANDALAN SISTEM DISTRIBUSI PT.
PLN (PERSERO) SURABAYA UTARA MENGGUNAKAN
METODE RIA (*RELIABILITY INDEX ASSESSMENT*)**

Faisal Adhithana Nugraha
NRP 2210 100 054

Dosen Pembimbing
Dr. Eng Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Ir. Teguh Yuwono

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016



FINAL PROJECT - TE091399

**REABILITY DISTRIBUTION SYSTEM PT. PLN
(PERSERO) NORTH SURABAYA USING RIA METHOD
(RELIABILITY INDEX ASSESSMENT)**

Faisal Adhithana Nugraha
NRP 2210 100 054

Lecturer
Dr. Eng Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Ir. Teguh Yuwono

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Industrial Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2016

**STUDI ANALISIS KEANDALAN SISTEM DISTRIBUSI PT.
PLN (PERSERO) SURABAYA UTARA MENGGUNAKAN
METODE RIA (*RELIABILITY INDEX ASSESSMENT*)**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**


Menyetujui :

Dosen Pembimbing I,

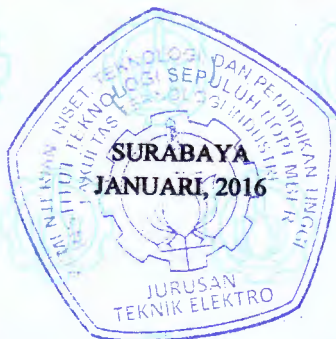


Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP. 197411292000121001

Dosen Pembimbing II,



Ir. Teguh Yuwono
NIP. 195008061976121002



STUDI ANALISIS KEANDALAN SISTEM DISTRIBUSI PT. PLN (PERSERO) SURABAYA UTARA MENGGUNAKAN METODE RIA (*RELIABILITY INDEX ASSESSMENT*)

Nama : Faisal Adhithana Nugraha
Pembimbing I : Dr. Eng Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Pembimbing II : Ir. Teguh Yuwono

ABSTRAK

Keandalan sistem distribusi merupakan tingkat keberhasilan kinerja suatu sistem distribusi dalam pelayanan penyediaan tenaga listrik dari sistem ke konsumen. Sebagian besar pemadaman dalam sistem tenaga listrik disebabkan karena permasalahan yang mendasar yaitu pada distribusi daya listrik adalah terletak pada mutu, kontinuitas dan ketersediaan pelayanan daya listrik ke pelanggan.

Tugas akhir ini dibuat dengan tujuan mengevaluasi keandalan sistem distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara sehingga dapat digunakan sebagai rekomendasi untuk meningkatkan keandalan pada sistem tersebut. Keandalan sistem yang dianalisis adalah keandalan jaringan distribusi Surabaya dengan 12 GI menggunakan metode RIA (*Reliability Index Assessment*) dimana sistem diasumsikan berada pada dua kondisi yaitu kondisi *perfect switching* dan *imperfect switching*.

Dari hasil perbandingan perhitungan nilai SAIDI, SAIFI, MAIFI, dan CAIDI pada terlihat bahwa nilai SAIDI, SAIFI, dan CAIDI pada kondisi *imperfect switching* lebih besar daripada saat kondisi *perfect switching*. Hal ini disebabkan karena pada kondisi *imperfect switching*, peralatan seperti *circuit breaker* dan trafo juga ikut berkontribusi dalam perhitungan yang mengakibatkan nilai SAIDI, SAIFI, dan CAIDI semakin besar. Namun nilai MAIFI untuk sistem pada kedua kondisi sama karena peralatan *circuit breaker* tidak memberikan kontribusi gangguan sesaat dalam perhitungan nilai MAIFI. Jumlah komponen peralatan distribusi juga ikut mempengaruhi besar/kecilnya indeks keandalan tersebut.

Kata Kunci : Keandalan, Sistem Distribusi.



[Halaman ini sengaja dikosongkan]

REABILITY DISTRIBUTION SYSTEM PT. PLN (PERSERO) NORTH SURABAYA USING RIA METHOD (RELIABILITY INDEX ASSESSMENT)

Name : Faisal Adhithana Nugraha
Advisor I : Dr. Eng Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Advisor II : Ir. Teguh Yuwono


ABSTRACT

The reliability of the distribution system is the success rate performance of a distribution system in the service of electricity supply from the system to the consumer. Most of the outages in the power system caused by a fundamental problem, namely the distribution of electrical power is situated on the quality, continuity and availability of electric power service to customers.

The final task was created with the purpose of evaluating the reliability of the distribution system PT. PLN (Persero) North Surabaya so as it can be used as a recommendation to increase the reliability of the system. The reliability of the system being analyzed is the reliability of the distribution network with 12 GI Surabaya using RIA (Reliability Index Assessment) where the system is assumed to be in perfect condition two conditions, namely switching and switching imperfect.

From the comparison calculation of SAIDI, SAIFI, MAIFI, and CAIDI to be seen that the value of SAIDI, SAIFI, and CAIDI in imperfect conditions is greater than the switching current switching perfect condition. This is due to the imperfect switching condition, equipment such as circuit breakers and transformers also contribute to the calculation of the resulting value of SAIDI, SAIFI, and CAIDI greater. However MAIFI value to the system in both the same conditions as the equipment circuit breaker does not contribute to momentary interruption in the calculation of the value of MAIFI. Distribution equipment component count also affects the large/small the reliability index.

Keywords : Reliability, Distribution System.



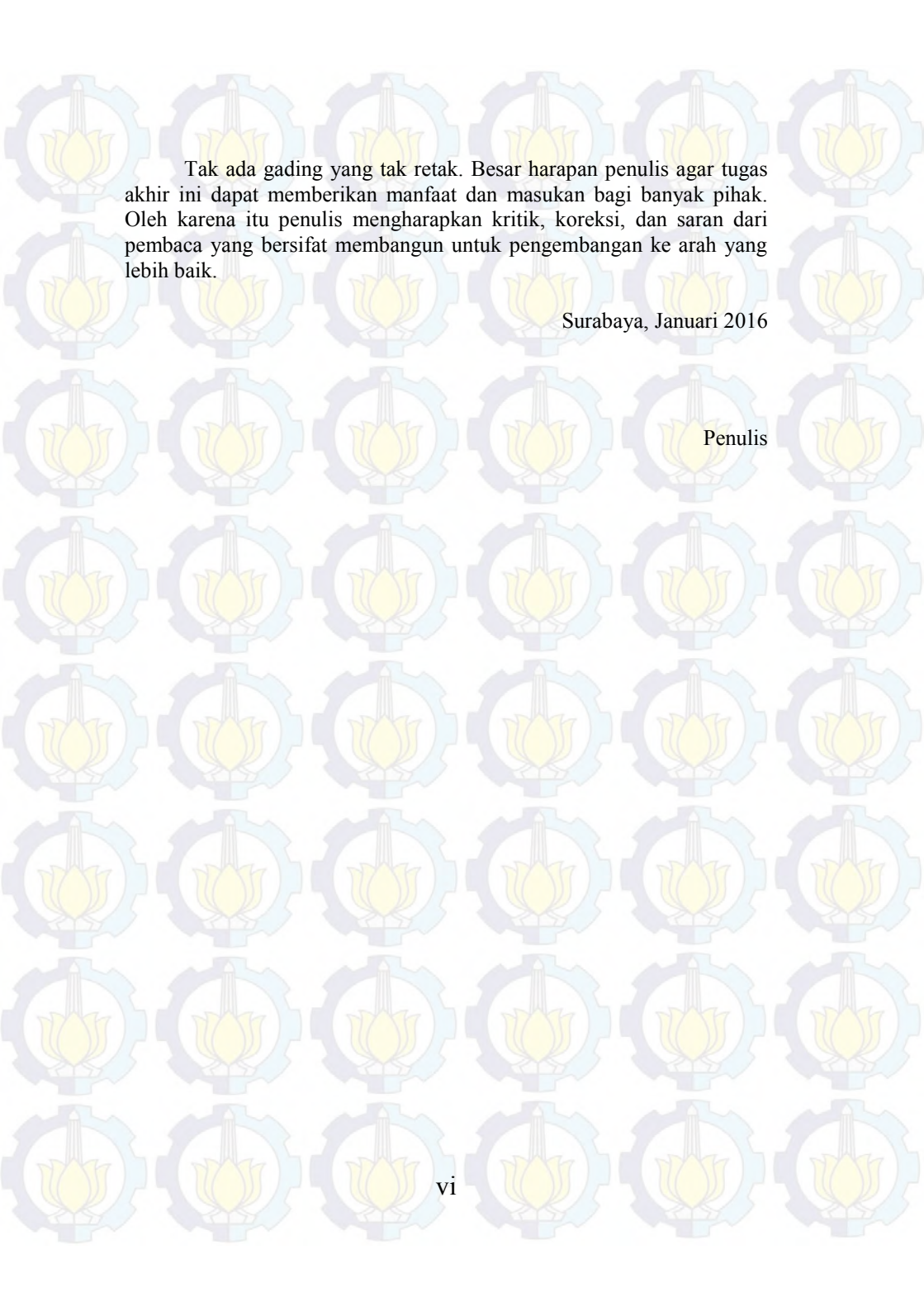
[Halaman ini sengaja dikosongkan]

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah Robbil 'Alamin, puja dan puji syukur kehadiran Allah SWT atas limpahan rahmat dan karunia yang tidak terkira berupa kekuatan, kesabaran, dan kelancaran sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan judul **Studi Analisis Keandalan Sistem Distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara Menggunakan Metode RIA (Reliability Index Assessment)**. Adapun tujuan dari penyusunan tugas akhir ini adalah untuk menyelesaikan salah satu persyaratan mendapatkan gelar sarjana teknik pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang banyak berjasa terutama dalam penyusunan tugas akhir ini, yaitu :

1. Segenap keluarga terutama Ibunda Ana Farida, Ayahanda Ir. ST. Agus moh. Rubijanto serta adik tercinta Diana Farida yang selalu memberikan dukungan, semangat, dan doa untuk keberhasilan penulis.
2. Bapak Dr. Eng Rony Seto Wibowo, ST., MT. dan Bapak Ir. Teguh Yuwono selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan saran, doa, serta bimbingannya.
3. Bapak Moh. Nasir selaku Manager PT. PLN Surabaya Selatan, Bapak Slamet SA selaku Asisten Manager Jaringan Sistem Distribusi PT. PLN (Persero) wilayah Surabaya Utara, Bapak Donna selaku pegawai PT. PLN (Persero) dan Pak Arif Mudhori selaku Manager PT. PLN (Persero) wilayah Surabaya Utara yang telah membantu penulis dalam pengumpulan data penunjang tugas akhir.
4. Rekan rekan yang selalu memberikan semangat dan selalu setia menemani dikala suka dan duka Isa Hafidz, Rahmat Septian, Praseto, Primaditya, Arvid, Reza Yogatama, Adri, Amin, Raymond, Arief Budi, Mas ganang, Mas Evan, Kevin, Nadir, Afif, Shandy, Kuntha, Rosit, Dylan, Riga, Roi, Nugra, dan Dyal.
5. Seluruh rekan Kalpataru Elektro ITS dan E-50 atas kebersamaan dan kerjasamanya selama ini.
6. Seluruh keluarga besar Teknik Elektro ITS, para dosen, karyawan, mahasiswa, serta rekan-rekan HIMATEKTRO atas dukungan, masukan, dan kerjasamanya selama masa kuliah dan proses pengerjaan tugas akhir.



Tak ada gading yang tak retak. Besar harapan penulis agar tugas akhir ini dapat memberikan manfaat dan masukan bagi banyak pihak. Oleh karena itu penulis mengharapkan kritik, koreksi, dan saran dari pembaca yang bersifat membangun untuk pengembangan ke arah yang lebih baik.

Surabaya, Januari 2016

Penulis

TABLE OF CONTENT

	PAGE
TITLE	
ORIGINALITY STATEMENT OF FINAL PROJECT	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
PREFACE.....	v
TABLE OF CONTENT	vii
ILLUSTRATION	ix
TABLES.....	xvii
 CHAPTER I INTRODUCTION	
1.1 Background.....	1
1.2 Problem	2
1.3 Purpose	2
1.4 Method.....	2
1.5 Systematics	3
1.6 Relevance	4
 BAB II BASIC THEORY	
2.1 Power System Generation	5
2.2 Distribution Network Classification	6
2.2.1 Voltage Based Classification.....	6
2.2.2 Current Based Classification.....	7
2.2.3 Distribution System Based Classification	8
2.2.4 Construction Network Based Classification	8
2.2.5 Network Model Based Classification.....	9
2.3 Distribution System.....	9
2.4 Distribution System Main Equipment.....	10
2.5 Distribution System Reliability.....	10
2.5.1 Reliability Basic Concept.....	10
2.5.2 Failure Rate.....	12
2.6 Indeks Keandalan Sistem Distribusi dari Sisi Pelanggan.....	12
2.7 RIA Method.	15

CHAPTER III NORTH SURABAYA DISTRIBUTION SYSTEM

3.1 North Surabaya Network Service Unit.....	17
3.2 North Surabaya Single Line Diagram	17
3.3 Feeder Interruption Data.....	18
3.4 Each Feeder Number Of Customers Data.....	28
3.5 Each Feeder Per Line Length Data.....	33
3.6 North Surabaya Substation Transformer Data.....	38
3.7 Distribution System Equipment Failure Index.....	39

CHAPTER IV CALCULATION AND RELIABILITY ANALYSIS

4.1 Reliability Index Calculation Using RIA (<i>Reliability Index Assessment</i>) Method.....	41
4.1.1 System Assumed To Be In Perfect Switching Condition.....	42
4.2.2 System Assumed To Be In Imperfect Switching Condition.....	46
4.2.3 Result Comparison.....	48


CHAPTER V CLOSING

5.1 Conclusion	55
5.2 Advice	55

BIBLIOGRAPHY.....	57
ENCLOSURE	59
BIOGRAPHY.....	91

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Input dan output dari RIA	15
Gambar 3.1	<i>Single line diagram</i> wilayah Surabaya Utara.....	18
Gambar 4.1	Chart perbandingan nilai SAIFI pada kondisi <i>perfect switching</i> dan <i>imperfect switching</i>	50
Gambar 4.2	Chart perbandingan nilai SAIDI pada kondisi <i>perfect switching</i> dan <i>imperfect switching</i>	51
Gambar 4.3	Chart perbandingan nilai CAIDI pada kondisi <i>perfect switching</i> dan <i>imperfect switching</i>	51
Gambar 4.4	Chart perbandingan nilai MAIFI pada kondisi <i>perfect switching</i> dan <i>imperfect switching</i>	52
Gambar 4.5	Chart perbandingan nilai ASAI pada kondisi <i>perfect switching</i> dan <i>imperfect switching</i>	52
Gambar 4.6	Chart perbandingan nilai ASUI pada kondisi <i>perfect switching</i> dan <i>imperfect switching</i>	53



[Halaman Ini Sengaja Dikosongkan]

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Data Gangguan Rawa Baru	18
Tabel 3.2	Data Gangguan Jepara	18
Tabel 3.3	Data Gangguan Tambak Gringsing	19
Tabel 3.4	Data Gangguan Tapak Siring	19
Tabel 3.5	Data Gangguan Kalijudan	19
Tabel 3.6	Data Gangguan Mojoarum	19
Tabel 3.7	Data Gangguan Romo Kalisari	20
Tabel 3.8	Data Gangguan Palunesia	20
Tabel 3.9	Data Gangguan Petemon	20
Tabel 3.10	Data Gangguan Kaliendo	20
Tabel 3.11	Data Gangguan Prapat Kurung	20
Tabel 3.12	Data Gangguan Pasar Kembang	21
Tabel 3.13	Data Gangguan Lantamal I	21
Tabel 3.14	Data Gangguan Kedondong	21
Tabel 3.15	Data Gangguan Praban	21
Tabel 3.16	Data Gangguan Genteng kali	21
Tabel 3.17	Data Gangguan Demak	22
Tabel 3.18	Data Gangguan Kamboja	22
Tabel 3.19	Data Gangguan Telkom	22
Tabel 3.20	Data Gangguan Kapas Krampung	22
Tabel 3.21	Data Gangguan Kusuma Bangsa	22
Tabel 3.22	Data Gangguan Margomulyo	23
Tabel 3.23	Data Gangguan Buntaran	23
Tabel 3.24	Data Gangguan Podotrisno	23
Tabel 3.25	Data Gangguan Dupak	23
Tabel 3.26	Data Gangguan Putro Agung	23
Tabel 3.27	Data Gangguan Sheraton	23
Tabel 3.28	Data Gangguan Tambak Sari	24
Tabel 3.29	Data Gangguan Tambak Pring	24
Tabel 3.30	Data Gangguan Kampung Malang	24
Tabel 3.31	Data Gangguan Embong Purnomo	24
Tabel 3.32	Data Gangguan Babatan	24
Tabel 3.33	Data Gangguan Johor	25
Tabel 3.34	Data Gangguan Widodaren	25
Tabel 3.35	Data Gangguan Rajawali	25
Tabel 3.36	Data Gangguan Purwodadi	25
Tabel 3.37	Data Gangguan Karang Asem	25

Tabel 3.38	Data Gangguan Trunojoyo.....	26
Tabel 3.39	Data Gangguan Gemblongan.....	26
Tabel 3.40	Data Gangguan Ometraco.....	26
Tabel 3.41	Data Gangguan Kalimantan.....	26
Tabel 3.42	Data Gangguan Tempurejo.....	26
Tabel 3.43	Data Gangguan Bogen.....	27
Tabel 3.44	Data Gangguan Sidorame.....	27
Tabel 3.45	Data Gangguan Gersikan.....	27
Tabel 3.46	Data Gangguan Empire.....	27
Tabel 3.47	Data Gangguan Jagalan.....	27
Tabel 3.48	Data Gangguan Segara Internusa.....	27
Tabel 3.49	Data Gangguan Meshindo.....	28
Tabel 3.50	Data Pelanggan.....	28
Tabel 3.51	Data Panjang Saluran Tiap Penyulang.....	33
Tabel 3.52	Data Trafo Gardu Induk Surabaya Utara.....	38
Tabel 3.53	Data Keandalan Saluran.....	39
Tabel 3.54	Indeks Kegagalan, <i>Repair Time</i> , serta <i>Switching Time</i> untuk setiap peralatan.....	39
Tabel 4.1	Hasil Perhitungan SAIFI dan MAIFI <i>Perfect Switching</i> pada GI Ujung.....	44
Tabel 4.2	Hasil Perhitungan SAIDI dan CAIDI <i>Imperfect Switching</i> pada GI Ujung.....	47
Tabel 4.3	Perbandingan Hasil Indeks Keandalan Untuk Kondisi <i>Perfect Switching</i> dan <i>Imperfect Switching</i> pada GI di Surabaya Utara.....	49

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada suatu sistem distribusi tenaga listrik, tingkat keandalan merupakan hal yang sangat penting dalam menentukan mutu, kontinuitas, dan ketersediaan pelayanan daya listrik. Dengan seiring bertambahnya kebutuhan tenaga listrik dari tahun ke tahun, hal ini juga semakin meningkatnya taraf hidup masyarakat. Dengan semakin pentingnya peranan tenaga listrik dalam kehidupan sehari-hari, maka kontinuitas penyediaan tenaga listrik juga menjadi tuntutan yang semakin besar dari konsumen tenaga listrik. Oleh karena hal tersebut, maka dituntut adanya suatu sistem tenaga listrik yang handal. Untuk mengetahui keandalan dalam distribusi tenaga listrik ke konsumen, maka perlu dihitung indeks keandalannya.

Mutu, kontinuitas, dan ketersediaan pelayanan daya listrik pada pelanggan merupakan permasalahan yang paling mendasar pada distribusi daya listrik. Penggunaan evaluasi keandalan sistem pada jaringan distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara merupakan salah satu faktor yang penting untuk menentukan segala langkah yang menjamin penanganan secara benar sehingga dapat diantisipasi terjadinya gangguan distribusi yang disebabkan karena menurunnya tingkat keandalan melampaui batas yang memadai atau karena kurangnya pemeliharaan yang akan berakibat pada memendeknya umur dari peralatan yang bersangkutan.

Dengan menggunakan data kegagalan dalam sistem distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara atau data kegagalan dalam transformator gardu induk, dapat dihitung indeks keandalan transformator gardu induk. Adapun metode yang digunakan untuk mengolah data adalah metode RIA (Reliability Index Assessment).

Indeks-indeks yang digunakan untuk mengetahui tingkat keandalan suatu sistem distribusi adalah SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), SAIDI (System Average Interruption Duration Index), dan Caidi (Customer Average Interruption Duration Index).

1.2 Permasalahan

Permasalahan yang dibahas dalam tugas akhir ini adalah:

1. Melakukan perhitungan indeks keandalan yaitu SAIFI, mencari r (jam gangguan) dan U (durasi atau lama pemadaman rata-rata dalam satu tahun), SAIDI dan CAIDI.
2. Menganalisa keandalan sistem distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara dengan metode RIA (Reliability Index Assessment).

Membandingkan hasil dari salah satu program dengan hasil yang di dapat dengan menggunakan metode RIA (Reliability Index Assessment).

1.3 Tujuan

Tugas akhir ini memiliki tujuan sebagai berikut :

1. Menganalisa data keandalan pada sistem distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara dengan metode RIA (Reliability Index Assessment).
2. Dapat mengetahui indeks keandalan pada sistem distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara.
3. Mengetahui nilai keandalan menggunakan simulasi ETAP 12.6.0

1.4 Metodologi

Metode penelitian yang digunakan pada tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Studi Literatur

Studi yang pertama kali dilakukan yaitu mempelajari mengenai keandalan sistem distribusi dari berbagai referensi. Mencari informasi mengenai cara kerja metode RIA (Reliability Index Assessment) dan mempelajari sistem karakteristik dari sistem distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara.

2. Pengumpulan Data

Data-data yang dibutuhkan dalam tugas akhir ini adalah data *single line diagram* sistem distribusi, data trafo distribusi, panjang saluran, jumlah pelanggan tiap trafo distribusi, data beban, gangguan serta beberapa parameternya penunjang lainnya.

3. Pemodelan Sistem

Pada tahap ini dilakukan pemodelan sistem sekaligus memasukkan data dalam bentuk *Single line diagram*. Pemodelan sistem dilakukan agar dapat dilakukan analisis *Power Flow* dan *Reliability*.

4. Simulasi dan Analisis

Setelah mendapatkan data-data yang lengkap, maka dilakukan pemodelan dalam bentuk *Single Line Diagram* menggunakan software ETAP. Pemodelan ini dibutuhkan agar dapat melakukan analisis *Power Flow* dan *Reliability*.

5. Pembuatan Laporan Tugas Akhir

Pada pembuatan laporan tugas akhir ini akan diberikan kesimpulan, saran dan rekomendasi.

1.5 Sistematika

Sistematika penulisan dalam tugas akhir ini terdiri atas lima bab dengan uraian sebagai berikut:

Bab I : Pendahuluan

Bab ini membahas tentang penjelasan mengenai latar belakang, permasalahan dan batasan masalah, tujuan, metode penelitian, sistematika, serta relevansi.

Bab II : Teori Penunjang

Bab ini secara umum menjelaskan tentang teori-teori dasar yang digunakan dan menjadi ilmu penunjang bagi peneliti, meliputi pengertian tentang *Reliability Index Assessment* dan tentang indeks keandalan serta teori penunjang lainnya.

Bab III : Sistem Jaringan Distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara

Menjelaskan tentang sistem jaringan distribusi PT. PLN Surabaya Utara, menampilkan *Single Line Diagram* sistem distribusi serta data-data penunjang yang diperlukan untuk perhitungan nilai indeks keandalan.

BAB IV : Simulasi dan Analisis

Bab ini membahas perhitungan indeks keandalan menggunakan metode *Reliability Index Assessment* pada sistem jaringan distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara.

BAB V : Penutup

Bab ini berisi tentang kesimpulan dan saran yang berhubungan dengan evaluasi keandalan jaringan distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara menggunakan metode *Reliability Index Assessment*.

1.6 Relevansi

Hasil yang diperoleh dari tugas akhir ini diharapkan memberi manfaat sebagai berikut:

1. Dapat dijadikan sebagai acuan untuk meningkatkan keandalan pada sistem jaringan distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara.
2. Dapat dijadikan referensi pada penelitian selanjutnya tentang keandalan jaringan sistem distribusi PT. PLN (Persero) Surabaya Utara.

BAB II

ANALISIS KEANDALAN

DENGAN METODE RIA (*Reliability Index Assessment*)

2.1 Sistem Tenaga Listrik [5]

Pada saat ini, kebutuhan akan energi listrik semakin meningkat. Segala aspek kehidupan manusia tidak dapat dipisahkan dari ketergantungan terhadap energi listrik. Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik ini dihubungkan satu sama lain dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Dengan demikian, sistem tenaga listrik merupakan kumpulan berbagai peralatan listrik, yang terdiri dari pembangkitan, penyaluran, dan distribusi, di mana satu dengan yang lain saling berhubungan dan bekerja sama sehingga menghasilkan tenaga listrik, untuk kemudian digunakan oleh para pelanggan. Tenaga listrik dibangkitkan dalam pusat-pusat listrik seperti PLTU, PLTG, PLTA kemudian disalurkan melalui saluran transmisi setelah dinaikkan tegangannya oleh transformator penaik tegangan (step-up transformer) yang ada di pusat listrik.

Saluran transmisi tegangan tinggi di PLN kebanyakan mempunyai tegangan 70 kV, 150 kV, dan 500 kV. Khusus untuk tegangan 500 kV dalam praktek saat ini disebut sebagai tegangan ekstra tinggi. Saluran transmisi ada yang berupa saluran udara dan ada pula yang berupa kabel tanah. Setelah tenaga listrik disalurkan melalui saluran transmisi maka sampailah tenaga listrik ke Gardu Induk (GI) untuk diturunkan tegangannya melalui transformator penurun tegangan (step-down transformer) menjadi tegangan menengah atau yang juga disebut sebagai tegangan distribusi primer yaitu 20 kV yang saat ini berkembang dalam tegangan distribusi PLN.

Jaringan setelah keluar dari GI disebut jaringan distribusi, sedangkan jaringan antara Pusat Listrik dengan GI disebut jaringan transmisi. Setelah tenaga listrik disalurkan melalui jaringan distribusi primer kemudian tenaga listrik diturunkan tegangannya dalam gardu-gardu distribusi menjadi tegangan rendah dengan tegangan 380/220 Volt. Setelah diturunkan menjadi 380/220 Volt kemudian disalurkan melalui Jaringan Tegangan Rendah untuk selanjutnya disalurkan ke pelanggan (konsumen) seperti rumah-rumah melalui sambungan rumah.

Pelanggan yang mempunyai daya besar dihubungkan langsung pada Jaringan Tegangan Menengah, bahkan Jaringan Transmisi Tegangan

Tinggi. Oleh karena itu dengan luasnya jaringan distribusi diperlukan banyak sekali transformator distribusi, maka Gardu Distribusi seringkali disederhanakan menjadi transformator tiang yang rangkaian listriknya lebih sederhana.

Setelah melalui Jaringan Tegangan Menengah, Jaringan Tegangan Rendah, dan Sambungan Rumah (SR), maka tenaga listrik selanjutnya melalui alat pembatas daya dan kWh meter. Rekening listrik pelanggan bergantung pada pemakaian kWhnya serta besarnya daya tersambung. Setelah melalui kWh meter, tenaga listrik lalu memasuki instalasi rumah, yaitu instalasi milik pelanggan. Instalasi PLN umumnya hanya sampai pada kWh meter, sesudah kWh meter instalasi listrik umumnya adalah instalasi milik pelanggan. Dalam instalasi pelanggan, tenaga listrik langsung masuk ke alat-alat listrik milik pelanggan seperti televisi, laptop, lemari es, AC dan lain-lain.

Seiring dengan kemajuan zaman dan berkembangnya teknologi, kebutuhan akan tenaga listrik pun semakin meningkat, baik dari segi kuantitas maupun kualitas. Dari segi kuantitas, menuntut tersedianya tenaga listrik dalam jumlah yang memadai, sedangkan dari segi kualitas, menuntut pendistribusian tenaga listrik ke konsumen dengan tingkat keandalan yang tinggi. Sebagai contoh, pada tahun tujuh puluhan kualifikasi tegangan untuk jaringan transmisi kebanyakan adalah 30 kV dan 70 kV, sedangkan untuk tegangan 150 kV jarang digunakan. Pada saat ini, tegangan 30 kV dan 70 kV sudah mulai ditinggalkan dan digantikan oleh tegangan yang lebih tinggi yaitu 150 kV dan bahkan 500 kV.

2.2 Klasifikasi Jaringan Distribusi [3]

Sistem jaringan distribusi tenaga listrik dapat diklasifikasikan dari berbagai segi, antara lain adalah :

1. Berdasarkan ukuran tegangan
2. Berdasarkan ukuran arus
3. Berdasarkan sistem penyaluran
4. Berdasarkan konstruksi jaringan
5. Berdasarkan bentuk jaringan

2.2.1 Klasifikasi Berdasarkan Ukuran Tegangan

Berdasarkan ukuran tegangan, jaringan distribusi tenaga listrik dapat dibedakan pada dua sistem, yaitu sistem jaringan distribusi primer dan sistem jaringan distribusi sekunder. Sistem jaringan distribusi primer

atau sering disebut jaringan distribusi tegangan tinggi (JDTT) ini terletak antara gardu induk dengan gardu pembagi, yang memiliki tegangan sistem lebih tinggi dari tegangan terpakai untuk konsumen. Standar tegangan untuk jaringan distribusi primer ini adalah 6 kV, 10 kV, dan 20 kV (sesuai standar PLN). Sistem jaringan distribusi sekunder atau jaringan distribusi tegangan rendah (JDTR), merupakan jaringan yang berfungsi sebagai penyalur tenaga listrik dari gardu-gardu distribusi (gardu pembagi) ke pusat-pusat beban (konsumen tenaga listrik). Besarnya standar tegangan untuk jaringan distribusi sekunder ini adalah 440/550 V untuk keperluan industri dan 220/380 V untuk sistem baru, serta 127/220 V untuk sistem lama.

2.2.2 Klasifikasi Berdasarkan Ukuran Arus

Berdasarkan ukuran arus listrik maka sistem jaringan distribusi dapat dibedakan dalam dua macam, yaitu jaringan distribusi arus bolak-balik (AC), dan jaringan distribusi arus searah (DC). Kedua sistem jaringan distribusi tersebut dapat dibedakan menjadi Jaringan Distribusi AC keuntungannya yaitu mudah mentransformasikan tegangannya, naik maupun turun, dapat mengatasi kesulitan dalam menyalurkan tenaga listrik untuk jarak jauh dan dapat langsung digunakan untuk memparalelkan beberapa Pusat Pembangkit Tenaga Listrik. Jaringan distribusi DC ini jarang digunakan, walaupun ada biasanya untuk daerah-daerah tertentu. Penggunaan jaringan DC ini dilakukan dengan jalan menyearahkan terlebih dahulu arus bolak-balik ke arus searah dengan alat penyearah Converter, sedangkan untuk merubah kembali dari arus bolak-balik ke arus searah digunakan alat Inverter. Walaupun demikian, sistem distribusi DC ini mempunyai keuntungan maupun kerugiannya.

Keuntungan jaringan distribusi DC yaitu Isolasinya lebih sederhana, daya guna (efisiensi) lebih tinggi, karena faktor dayanya 1, tidak ada masalah stabilisasi dan perubahan frekuensi untuk penyaluran jarak jauh, tidak ada masalah arus pengisian (charging current) untuk tegangan tinggi, dianggap ekonomis bila jarak penyaluran lebih besar dari 1000 km untuk saluran udara, dan lebih besar 50 km untuk saluran bawah tanah. Kerugiannya pengubahan arus AC ke DC atau kebalikannya menggunakan peralatan Converter atau Inverter, memerlukan biaya yang tinggi karena peralatan tersebut harganya mahal dan pada saat beban naik dan jarak penyaluran makin panjang, maka tegangan drop makin tinggi.

2.2.3 Klasifikasi Berdasarkan Sistem Penyaluran

Jaringan distribusi dapat dibedakan menjadi dua macam dalam sistem penyalurannya yaitu dengan saluran udara (*overhead line*) dan saluran bawah tanah (*underground cable*). Saluran bawah tanah merupakan sistem penyaluran tenaga listrik melalui kabel-kabel yang ditanamkan di dalam tanah. Sedangkan saluran udara merupakan sistem penyaluran tenaga listrik melalui kawat penghantar yang ditumpang pada tiang listrik. Keuntungannya adalah lebih fleksibel dan leluasa dalam upaya untuk perluasan beban, dapat digunakan untuk penyaluran tenaga listrik pada tegangan diatas 66 kV, lebih mudah dalam pemasangannya, dan bila terjadi gangguan hubung singkat, mudah diatasi dan dideteksi. Kerugiannya yaitu mudah terpengaruh oleh cuaca buruk, bahaya petir, badai, tertimpa pohon, dsb. Untuk wilayah yang penuh dengan bangunan yang tinggi, sukar untuk menempatkan saluran, dan biaya pemeliharaan lebih mahal, karena perlu jadwal pengecatan dan penggantian material listrik bila terjadi kerusakan. Keuntungannya adalah tidak terpengaruh oleh cuaca buruk, bahaya petir, badai, tertimpa pohon, dsb. Dari segi keindahan, saluran bawah tanah lebih bagus dan lebih indah dipandang. Mempunyai batas umur pakai dua kali lipat dari saluran udara. Kemudian biaya pemeliharaan lebih murah, karena tidak perlu adanya jadwal pengecatan. Namun ada kerugiannya yaitu biaya investasi pembangunan lebih mahal, saat terjadi gangguan hubung singkat, usaha pencarian titik gangguan tidak mudah (susah), dan perlu pertimbangan-pertimbangan teknis yang lebih mendalam dalam perencanaan. Khususnya untuk kondisi tanah yang dilalui.

2.2.4 Klasifikasi Berdasarkan Konstruksi Jaringan

Melihat bentuk konstruksi jaringan distribusi tenaga listrik saluran udara, maka dikenal 2 macam konstruksi, yaitu Saluran Konfigurasi Vertikal, bila saluran-saluran tersebut membentuk garis vertikal. Keuntungan, Sangat cocok untuk wilayah yang memiliki bangunan tinggi, beban tiang (tekanan ke bawah) lebih sedikit, isolator jenis pasak (*pin insulator*) jarang digunakan, tanpa menggunakan *cross-arm* (*travers*). Kerugiannya tekanan angin merata di bagian tiang dan terbatas hanya untuk saluran tunggal tiga fasa. Saluran konfigurasi horizontal, bila saluran fasa terhadap fasa yang lain/terhadap netral, atau saluran positif terhadap negatif (pada sistem DC) membentuk garis horizontal. Keuntungannya yaitu tekanan angin yang terjadi, terfokus pada wilayah *cross- arm* (*travers*) dan dapat digunakan untuk saluran

ganda tiga fasa. Kerugiannya yaitu lebih banyak menggunakan *cross-arm* (*travers*), beban tiang (tekanan ke bawah) lebih berat, dan lebih banyak menggunakan isolator.

2.2.5 Klasifikasi Berdasarkan Bentuk Jaringan [7]

Sistem jaringan distribusi berdasarkan bentuk struktur jaringannya terbagi atas jaringan distribusi primer dan sekunder. Jaringan distribusi primer atau jaringan pada sistem distribusi tegangan menengah (Primer 20kV) dapat dikelompokkan menjadi lima model, yaitu Jaringan Radial, Jaringan hantaran penghubung (*Tie Line*), Jaringan Lingkaran (*Loop*), Jaringan Spindel dan Sistem Gugus atau Kluster. Jaringan distribusi sekunder menyalurkan melalui jaringan distribusi primer kemudian tenaga listrik diturunkan tegangannya dalam gardu-gardu distribusi menjadi tegangan rendah yaitu 380/220 Volt atau 20/127 Volt, kemudian disalurkan melalui jaringan tegangan rendah untuk selanjutnya disalurkan ke rumah-rumah pelanggan (konsumen) PLN melalui sambungan rumah.

Proses penyaluran tenaga listrik dari gardu-gardu distribusi sampai ke konsumen ini biasa disebut sistem distribusi sekunder. Melihat letaknya, sistem distribusi ini merupakan bagian yang langsung berhubungan dengan konsumen, jadi sistem ini selain berfungsi menerima daya listrik dari sumber daya (trafo distribusi), juga akan mengirimkan serta mendistribusikan daya tersebut ke konsumen. Mengingat bagian ini berhubungan langsung dengan konsumen, maka kualitas listrik selayaknya harus sangat diperhatikan.

2.3 Sistem Distribusi [2]

Sistem Distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga yang berperan untuk menyalurkan energi listrik kepada konsumen. Sistem Distribusi adalah bagian sistem tenaga listrik yang paling banyak mengalami gangguan, sehingga masalah utama dalam sistem distribusi adalah mengatasi gangguan. Jumlah gangguan pada sistem distribusi adalah relative banyak dibandingkan dengan jumlah gangguan pada bagian sistem yang lain. Sistem distribusi terdiri dari jaringan distribusi primer atau yang dikenal dengan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) dan jaringan distribusi sekunder atau yang dikenal dengan Jaringan Tegangan Rendah (JTR). Jaringan Tegangan Menengah umumnya bekerja pada tegangan 20 kV, sedangkan Jaringan Tegangan Rendah bekerja pada tegangan 380/220 volt. Pengelompokan ini didasarkan

pada kebutuhan akan tenaga listrik yang berbeda dari pelanggan (konsumen). Dalam prakteknya saat ini, pelanggan-pelanggan dengan daya tersambung di atas 30 MVA, akan dihubungkan pada jaringan transmisi atau juga dikenal sebagai Jaringan Tegangan Tinggi yang umumnya bekerja pada tegangan 150 kV. Di sini terlihat bahwa ada kalanya jaringan transmisi dapat berfungsi sebagai jaringan distribusi.

2.4 Peralatan Utama Sistem Distribusi [10]

Pada sistem distribusi tenaga listrik terdapat beberapa peralatan penunjang yang sistem kerjanya saling berkoordinasi seperti *circuit breaker*, *distribution fuse cutout*, *line sectionalizer*, *automatic circuit recloser*, trafo distribusi, saluran udara (*overhead lines*), *tie switch*, dan saluran kabel.

2.5 Keandalan Sistem Distribusi [1]

Keandalan merupakan tingkat keberhasilan kinerja suatu sistem atau bagian dari sistem, untuk dapat memberikan hasil yang lebih baik pada periode waktu dan dalam kondisi operasi tertentu. Untuk dapat menentukan tingkat keandalan dari suatu sistem, harus diadakan pemeriksaan dengan cara melalui perhitungan maupun analisa terhadap tingkat keberhasilan kinerja atau operasi dari sistem yang ditinjau, pada periode tertentu kemudian membandingkannya dengan standar yang ditetapkan sebelumnya. Sistem distribusi harus dipertimbangkan dari segi keandalan ataupun pemodelan keandalan dibandingkan sistem pembangkit. Hal ini dikarenakan biaya investasi yang besar pada sistem pembangkit dan kegagalan pada pembangkit dapat menyebabkan dampak bencana yang sangat luas untuk kehidupan manusia dan lingkungannya.

Terdapat tiga parameter dasar dalam keandalan yang biasa digunakan untuk mengevaluasi sistem distribusi yaitu angka kegagalan rata-rata (λs), waktu pemadaman rata-rata (r_s) dan waktu pemadaman tahunan (U_s).

2.5.1 Konsep Dasar Keandalan

Keandalan merupakan probabilitas suatu alat (*device*) untuk dapat berfungsi sesuai dengan fungsi yang diinginkan selama jangka waktu yang ditetapkan. Definisi keandalan mengandung 4 istilah penting. Waktu Keandalan menurun sesuai dengan pertambahan waktu. Waktu operasi meningkat sehingga probabilitas gagal lebih tinggi. Waktu operasi ini diukur tidak hanya dalam unit waktu tetapi bisa dalam jarak operasi.

Fungsi Keandalan suatu komponen perlu dilihat apakah suatu komponen dapat melakukan fungsinya secara baik pada jangka waktu tertentu. Kegagalan fungsi dari komponen dapat disebabkan oleh perawatan yang tak terencana (*unplanned maintenance*). Fungsi atau kinerja dari suatu komponen terhadap suatu sistem mempunyai tingkatan yang berbeda-beda. Lingkungan Keandalan setiap peralatan sangat bergantung pada kondisi operasi lingkungan. Secara umum lingkungan tersebut menyangkut pemakaian, transportasi, penyimpanan, instalasi, pemakai, ketersediaan alat-alat perawatan, debu, dan polutan lain. Probabilitas Keandalan diukur sebagai probabilitas. Sehingga probabilitas yang berubah terhadap waktu dan masuk dalam bidang statistik dan analisa statistik.

Dalam membicarakan keandalan, terlebih dahulu harus diketahui kesalahan atau gangguan yang menyebabkan kegagalan peralatan untuk bekerja sesuai dengan fungsi yang diharapkan. Adapun konsep keandalan meliputi :

- a) Kegagalan : kegagalan adalah berakhirnya kemampuan suatu peralatan untuk melaksanakan suatu fungsi yang diperlukan.
- b) Penyebab kegagalan : keadaan lingkungan selama desain, pembuatan atau yang akan menuntun kepada kegagalan.
- c) Mode kegagalan : Akibat yang diamati untuk mengetahui kegagalan, misalnya suatu keadaan rangkaian terbuka atau hubung singkat.
- d) Mekanisme kegagalan : Proses fisik, kimia atau proses lain yang menghasilkan kegagalan.

Kata kegagalan adalah istilah yang menunjukkan berakhirnya untuk kerja yang diperlukan. Hal ini berlaku untuk bagian-bagian peralatan dalam segala keadaan lingkungan. Gangguan listrik pada jaringan sistem distribusi dinyatakan sebagai kerusakan dari peralatan yang mengakibatkan sebagian atau seluruh pelayanan listrik terganggu. Besaran yang dapat digunakan untuk menentukan nilai keandalan suatu istem tenaga listrik adalah besarnya laju kegagalan/kecepatan kegagalan (*failures rate*) yang dinyatakan dengan simbol λ .

2.5.2 Laju Kegagalan

Laju kegagalan adalah nilai rata-rata dari jumlah kesalahan persatuan waktu pada selang waktu pengamatan waktu tertentu (T), dan dinyatakan dalam satuan kegagalan per tahun. Pada suatu pengamatan, nilai laju kegagalan dinyatakan sebagai berikut:

$$\lambda = \frac{d}{T} \quad (2.1)$$

λ = laju kegagalan (kegagalan/tahun)

d = banyaknya kegagalan yang terjadi pada waktu T

T = selang waktu pengamatan (tahun)

Nilai laju kegagalan akan berubah sesuai dengan umur dari sistem atau peralatan listrik selama beroperasi.

2.6 Indeks Keandalan Sistem Distribusi dari Sisi Pelanggan

Indeks keandalan merupakan suatu metode/cara pengevaluasian parameter keandalan suatu peralatan distribusi tenaga listrik terhadap keandalan mutu pelayanan kepada pelanggan. Indeks ini antara lain adalah SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) dan CAIDI (*Customer Average Interruption Frequency Index*).

1. SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) [4] menginformasikan tentang frekuensi pemadaman rata-rata untuk tiap konsumen dalam kurun waktu setahun pada suatu area yang dievaluasi yang disebabkan oleh sustained interruption, cara menghitungnya yaitu total frekuensi pemadaman dari konsumen dalam setahun dibagi dengan jumlah total konsumen yang dilayani. Secara matematis dituliskan sebagai:

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_k \cdot M_k}{\sum M} \quad (\text{kali/pelanggan/tahun}) \quad (2.2)$$

Dengan :

λ_k = laju kegagalan saluran

M_k = jumlah pelanggan dalam saluran

M = total pelanggan pada sistem

2. SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) [4] menginformasikan tentang durasi pemadaman rata-rata untuk tiap konsumen dalam kurun waktu setahun pada suatu area yang dievaluasi, cara menghitungnya yaitu total durasi pemadaman dari konsumen dalam setahun dibagi dengan jumlah total konsumen yang dilayani. Secara matematis dituliskan sebagai:

$$SAIDI = \frac{\sum \mu_k \cdot M_k}{\sum M} \quad (\text{jam/pelanggan/tahun}) \quad (2.3)$$

Dengan :

μ_k = laju perbaikan saluran

M_k = jumlah pelanggan pada saluran

M = total pelanggan pada sistem

3. MAIFI (*Momentary Average Interruption Frequency Index*) menginformasikan frekuensi pemadaman rata-rata untuk tiap konsumen dalam kurun waktu setahun pada suatu area yang dievaluasi yang disebabkan oleh momentary interruption, cara menghitungnya yaitu total frekuensi pemadaman dari konsumen karena momentary interruption dalam setahun dibagi dengan jumlah total konsumen yang dilayani. Secara matematis dituliskan sebagai : [4]

$$MAIFI = \frac{\sum \lambda_k \cdot M_k}{\sum M} \quad (\text{kali/pelanggan/tahun}) \quad (2.4)$$

Dengan :

λ_k = laju kegagalan saluran

M_k = jumlah pelanggan dalam saluran

M = total pelanggan pada sistem

4. CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*) menginformasikan tentang durasi pemadaman rata-rata konsumen untuk setiap gangguan yang terjadi, cara menghitungnya yaitu SAIDI dibagi dengan SAIFI. [4]

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (\text{jam/pelanggan/tahun}) \quad (2.5)$$

5. ASAI (*Average Service Availability Index*) merupakan index yang menggambarkan tingkat kesediaan pelayanan yang diterima oleh pelanggan. Index ini dirumuskan dengan jumlah durasi ketersediaan supply daya ke pelanggan dibagi dengan jumlah durasi supply daya yang dibutuhkan oleh pelanggan.

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (2.6)$$

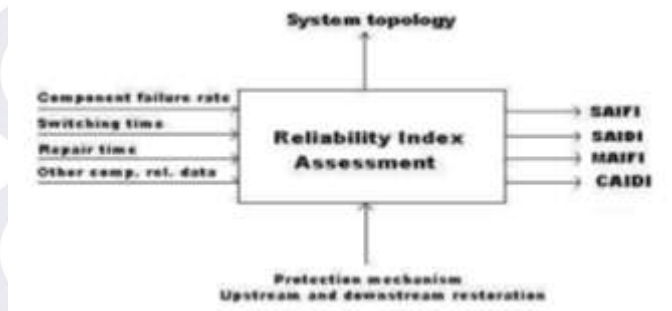
6. ASUI (*Average Service Unavailability Index*) merupakan index yang menggambarkan ketidakterediaan layanan atau supply daya yang diterima pelanggan. Index ini dirumuskan dengan jumlah durasi ketidakterediaan supply daya ke pelanggan dibagi dengan jumlah durasi yang dibutuhkan pelanggan.

$$ASUI = \frac{\sum U_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (2.7)$$

Index ini juga dapat dicari dengan rumus $ASUI = 1 - ASAI$.

2.7 Metode RIA [9]

Metode RIA (*Reliability Index Assessment*) adalah sebuah pendekatan yang digunakan untuk memprediksi gangguan pada sistem distribusi berdasarkan topologi sistem dan data-data mengenai component reliability. Secara fungsional RIA mendata kegagalan yang terjadi pada peralatan secara komprehensif, lalu mengidentifikasi kegagalan tersebut, dan menganalisis mode kegagalan tersebut, dan menganalisis mode kegagalan tersebut.




Gambar 2.1 Input dan output dari RIA

Dari **gambar 2.1** dapat dilihat bahwa syarat-syarat dari metode RIA adalah Single Line Diagram wilayah Surabaya Utara beserta data-data beban, saluran, dan trafo. Data jumlah pelanggan pada setiap titik beban. Parameter data keandalan sistem. Sehingga pada metode RIA (*Reliability Index Assessment*) diperoleh 4 indeks keandalan yang dihitung, yaitu sebagai berikut :

1. SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*),
2. SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*),
3. MAIFI (*Momentary Average Interruption Freequency Index*),
4. CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*).

Sebelum melakukan analisis keandalan pada sebuah sistem, harus menentukan terlebih dahulu komponen-komponen dari *reliability data* yang akan digunakan, yaitu sebagai berikut :

- a. λ_M : *Momentary failure rate*; ini adalah frekuensi dari *fault* yang akan hilang dengan sendirinya.

- 
- b. λ_s : *Sustained failure rate*; ini adalah frekuensi dari *fault* yang membutuhkan kru untuk memperbaikinya.
 - c. *MTTR* : *Mean Time To Repair*; ini adalah lama waktu yang digunakan oleh kru untuk memperbaiki *component outage* dan mengembalikan sistem ke keadaan operasi normal.
 - d. *MTTS* : *Mean Time To Switch*; ini adalah lama waktu yang akan dipakai setelah terjadi *failure* untuk *sectionalizing switch*.

BAB III

SISTEM DISTRIBUSI WILAYAH SURABAYA UTARA

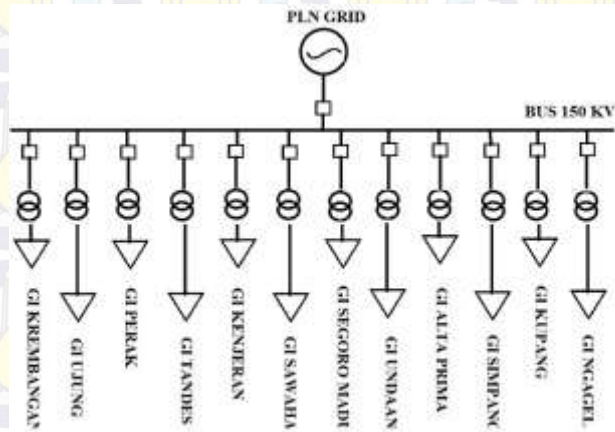
3.1 Unit Pelayanan Jaringan Surabaya Utara

Sistem distribusi 20 kV wilayah Surabaya Utara menggunakan tipe radial dan memiliki 12 gardu induk yaitu GI Krembangan, GI Ujung, GI Perak, GI Tandes, GI Kenjeran, GI Sawahan, GI Simpang, GI Kupang, GI Undaan, GI Ngagel, GI Alta Prima, dan GI Segoro Madu. GI Krembangan memiliki 3 buah trafo daya dengan kapasitas masing-masing 50 MVA dan 60 MVA serta memiliki 24 penyulang. GI Ujung memiliki 2 buah trafo daya dengan kapasitas masing-masing 30 MVA serta memiliki 9 penyulang. GI Perak memiliki 1 buah trafo daya dengan kapasitas 60 MVA serta memiliki 6 penyulang. GI Tandes memiliki 3 buah trafo daya dengan kapasitas masing-masing 50 MVA, 60 MVA, dan 10 MVA serta memiliki 14 penyulang. GI Kenjeran memiliki 3 buah trafo daya dengan kapasitas masing-masing 50 MVA dan 60 MVA serta memiliki 22 penyulang. GI Sawahan memiliki 2 buah trafo daya dengan kapasitas masing-masing 50 MVA dan 60 MVA serta memiliki 16 penyulang. GI Simpang memiliki 2 buah trafo daya dengan kapasitas masing-masing 50 MVA serta memiliki 16 penyulang. GI Kupang memiliki 2 buah trafo daya dengan kapasitas masing-masing 60 MVA serta memiliki 13 penyulang. GI Undaan memiliki 1 buah trafo daya dengan kapasitas 60 MVA serta memiliki 12 penyulang. GI Ngagel memiliki 1 buah trafo daya dengan kapasitas 20 MVA serta memiliki 2 penyulang. GI Alta Prima memiliki 2 buah trafo daya dengan kapasitas masing-masing 30 MVA dan 60 MVA serta memiliki 7 penyulang. GI Segoro Madu memiliki 1 buah trafo daya dengan kapasitas 60 MVA serta memiliki 3 penyulang.

3.2 Single Line Diagram Wilayah Surabaya Utara

Dalam melakukan analisis kita terlebih dahulu mengetahui single line diagram dari masing-masing gardu induk dan penyulang sehingga kita mengetahui komponen apa saja yang ada pada plant tersebut. Single line Diagram didesain terlebih dahulu dengan simulasi menggunakan software ETAP 12.6.0.

Single line diagram dari 12 gardu induk beserta penyulangnya terdapat pada Lampiran. *Single line diagram* wilayah Surabaya Utara dapat dilihat seperti pada gambar 3.1.



Gambar 3.1 *Single line diagram* wilayah Surabaya Utara

3.3 Data Gangguan Penyulang

Berikut ini adalah data gangguan dari masing-masing penyulang dalam periode tahun 2015.

1. Penyulang Rawa Baru

Tabel 3.1 Data Gangguan Rawa Baru

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	03/01/15	07:59	08:24	0:25
2	24/01/15	22:49	23:10	0:21
3	01/02/15	06:32	06:50	0:18
4	07/02/15	13:53	14:24	0:31

2. Penyulang Jepara

Tabel 3.2 Data Gangguan Jepara

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	04/01/15	03:32	03:36	0:04
2	11/10/15	05:42	06:19	0:37

3. Penyulang Tambak Gringsing

Tabel 3.3 Data Gangguan Tambak Gringsing

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	04/01/15	03:32	03:36	0:04
2	11/10/15	05:42	06:19	0:37

4. Penyulang Tapak Siring

Tabel 3.4 Data Gangguan Tapak Siring

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	17/01/15	11:52	12:01	0:09
2	19/10/15	01:09	01:35	0:26

5. Penyulang Kalijudan

Tabel 3.5 Data Gangguan Kalijudan

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	19/01/15	00:40	01:50	1:10
2	15/02/15	20:10	20:31	0:21

6. Penyulang Mojoarum

Tabel 3.6 Data Gangguan Mojoarum

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	19/01/15	00:40	00:55	0:15
2	19/01/15	18:09	18:24	0:15
3	10/03/15	13:16	13:29	0:13
4	12/03/15	16:08	16:21	0:13

7. Penyulang Romo Kalisari

Tabel 3.7 Data Gangguan Romo Kalisari

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	21/01/15	18:44	18:55	0:11

8. Penyulang Palunesia

Tabel 3.8 Data Gangguan Palunesia

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	24/01/15	15:29	15:53	0:24
2	21/02/15	04:07	04:48	0:41
3	06/03/15	17:35	18:12	0:37

9. Penyulang Petemon

Tabel 3.9 Data Gangguan Petemon

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	26/01/15	01:12	02:28	1:16

10. Penyulang Kaliondo

Tabel 3.10 Data Gangguan Kaliondo

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	27/01/15	09:05	10:21	1:16
2	28/10/15	18:33	19:07	0:34

11. Penyulang Prapat Kurung

Tabel 3.11 Data Gangguan Prapat Kurung

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	28/01/15	17:54	18:49	0:55

12. Penyulang Pasar Kembang

Tabel 3.12 Data Gangguan Pasar Kembang

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	31/01/15	03:12	03:30	0:18

13. Penyulang Lantamal I

Tabel 3.13 Data Gangguan Lantamal I

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	06/02/15	19:06	19:43	0:37

14. Penyulang Kedondong

Tabel 3.14 Data Gangguan Kedondong

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	12/02/15	17:17	17:29	0:12

15. Penyulang Praban

Tabel 3.15 Data Gangguan Praban

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	21/02/15	17:01	17:21	0:20

16. Penyulang Genteng Kali

Tabel 3.16 Data Gangguan Genteng Kali

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	21/02/15	17:01	17:21	0:20
2	22/02/15	16:20	17:00	0:40

17. Penyulang Demak

Tabel 3.17 Data Gangguan Demak

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	21/02/15	18:02	18:29	0:27
2	25/02/15	20:08	20:35	0:27

18. Penyulang Kamboja

Tabel 3.18 Data Gangguan Kamboja

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	22/02/15	16:20	16:43	0:23
2	01/03/15	15:49	16:04	0:15

19. Penyulang Telkom

Tabel 3.19 Data Gangguan Telkom

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	25/02/15	20:33	20:48	0:15

20. Penyulang Kapas Krampung

Tabel 3.20 Data Gangguan Kapas Krampung

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	04/03/15	18:48	19:21	0:33

21. Penyulang Kusuma Bangsa

Tabel 3.21 Data Gangguan Kusuma Bangsa

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	05/03/15	21:55	22:14	0:19

22. Penyulang Margomulyo

Tabel 3.22 Data Gangguan Margomulyo

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	06/03/15	17:20	17:44	0:24

23. Penyulang Buntaran

Tabel 3.23 Data Gangguan Buntaran

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	06/03/15	17:22	17:38	0:16

24. Penyulang Podotrisno

Tabel 3.24 Data Gangguan Podotrisno

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	06/03/15	20:13	23:13	3:00

25. Penyulang Dupak

Tabel 3.25 Data Gangguan Dupak

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	08/03/15	07:07	07:26	0:19

26. Penyulang Putro Agung

Tabel 3.26 Data Gangguan Putro Agung

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	28/03/15	01:34	02:29	0:55

27. Penyulang Sheraton

Tabel 3.27 Data Gangguan Sheraton

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	31/03/15	08:53	09:14	0:21

28. Penyulang Tambak Sari

Tabel 3.28 Data Gangguan Tambak Sari

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	12/04/15	21:55	22:13	0:18

29. Penyulang Tambak Pring

Tabel 3.29 Data Gangguan Tambak Pring

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	17/04/15	11:27	11:53	0:26

30. Penyulang Kampung Malang

Tabel 3.30 Data Gangguan Kampung Malang

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	22/04/15	19:00	19:24	0:24

31. Penyulang Embong Purnomo

Tabel 3.31 Data Gangguan Embong Purnomo

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	23/04/15	16:07	16:15	0:08
2	29/05/15	17:09	17:27	0:18

32. Penyulang Babatan

Tabel 3.32 Data Gangguan Babatan

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	28/04/15	12:20	12:30	0:10
2	10/05/15	14:55	15:05	0:10

33. Penyulang Johor

Tabel 3.33 Data Gangguan Johor

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	03/05/15	13:33	14:06	0:33

34. Penyulang Widodaren

Tabel 3.34 Data Gangguan Widodaren

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	12/05/15	15:05	15:32	0:27
2	31/07/15	09:02	10:02	1:00

35. Penyulang Rajawali

Tabel 3.35 Data Gangguan Rajawali

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	13/05/15	03:06	03:29	0:23
2	06/07/15	15:29	15:41	0:12

36. Penyulang Purwodadi

Tabel 3.36 Data Gangguan Purwodadi

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	14/05/15	01:34	01:37	0:03

37. Penyulang Karang Asem

Tabel 3.37 Data Gangguan Karang Asem

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	28/05/15	18:17	20:11	1:54

38. Penyulang Trunojoyo

Tabel 3.38 Data Gangguan Trunojoyo

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	09/06/15	02:27	02:33	0:23
2	03/07/15	12:07	12:34	0:27

39. Penyulang Gemblongan

Tabel 3.39 Data Gangguan Gemblongan

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	18/07/15	23:43	00:01	0:18

40. Penyulang Ometraco

Tabel 3.40 Data Gangguan Ometraco

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	05/09/15	11:24	11:46	0:22

41. Penyulang Kalimantan

Tabel 3.41 Data Gangguan Kalimantan

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	16/09/15	13:48	14:00	0:12
2	21/10/15	14:23	14:34	0:11

42. Penyulang Tempurejo

Tabel 3.42 Data Gangguan Tempurejo

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	08/09/15	20:27	20:36	0:09

43. Penyulang Bogen

Tabel 3.43 Data Gangguan Bogen

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	21/09/15	14:50	15:03	0:13

44. Penyulang Sidorame

Tabel 3.44 Data Gangguan Sidorame

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	13/09/15	20:08	20:14	0:06

45. Penyulang Gersikan

Tabel 3.45 Data Gangguan Gersikan

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	06/10/15	10:28	10:35	0:07

46. Penyulang Empire

Tabel 3.46 Data Gangguan Empire

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	15/10/15	01:48	02:44	0:56

47. Penyulang Jagalan

Tabel 3.47 Data Gangguan Jagalan

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	20/10/15	00:59	01:16	0:17

48. Penyulang Segara Internusa

Tabel 3.48 Data Gangguan Segara Internusa

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	23/10/15	09:37	09:57	0:20

49. Penyulang Meshindo

Tabel 3.49 Data Gangguan Meshindo

NO	Tanggal	PMT Lepas	PMT Masuk	Lama Padam (jam)
1	24/10/15	22:08	22:24	0:16

Dari data gangguan diatas, dapat disimpulkan bahwa tidak semua penyulang yang ada di daerah Surabaya Utara mengalami gangguan. Dari beberapa penyulang yang mengalami gangguan, yang paling banyak terjadi gangguan adalah penyulang Rawa Baru dan penyulang Mojoarum yaitu sebanyak 4 kali dalam periode 10 bulan. Jumlah lama padam yang paling lama terjadi pada penyulang Podotrismo selama 3 jam dalam periode 10 bulan. Sedangkan penyulang Purwodadi merupakan penyulang yang mengalami lama padam paling kecil selama 3 menit.

3.4 Data Jumlah Pelanggan Tiap Penyulang

Berikut ini adalah data jumlah pelanggan tiap penyulang Sawahan, Krembangan, Ujung, Perak, Tandes, Kenjeran, Segoro Madu, Simpang, Ngagel, Alta Prima, Undaan, dan Kupang dalam periode April 2015.

Tabel 3.50 Data Pelanggan

GARDU INDUK	NAMA PENYULANG	PELANGGAN	
		(Plg)	(VA)
Sawahan	Arjuno	4,056	10,864,150
	Asem Rowo	3,271	13,427,000
	Bukit Barisan	2,729	9,204,850
	Demak	7,273	10,367,800
	Embong malang	1	3,465,000
	Kalibutih	6,050	11,105,650
	Kedungdoro	4,739	10,235,750
	Ketandan	1	4,330,000
	Margoyoso	0	0

Tabel 3.50 Data Pelanggan (Lanjutan)

GARDU INDUK	NAMA PENYULANG	PELANGGAN	
		(P/g)	(VA)
	Margorukun	3,366	13,710,550
	Petemon	6,386	10,932,650
	Semarang	1,249	4,380,150
	Simorejo	6,936	11,637,850
	Tambak Pring	3,819	14,051,650
	Tidar	688	2,277,650
	Widodaren	1,232	12,970,500
Kremlangan	Atom	1,146	9,440,600
	BBI	732	3,735,400
	Bogasari 1	0	0
	Bogasari 2	0	0
	Bumimoro	319	6,209,900
	Dupak	5,701	9,533,450
	Indrapura	3,114	9,507,450
	Jakarta	7,064	14,701,450
	Jepara	3,636	16,428,250
	Johor	3,657	7,552,550
	Kalimas	3,166	5,052,900
	Lamicitra	1	5,540,000
	Lumba Lumba	2,621	7,878,340
	Pelabuhan	646	13,410,750
	Perak Timur	1,280	3,252,650
	Prapat kurung	2,414	6,386,650
	Rajawali	3,016	22,172,400
	Sidorame	11,151	22,876,500
	Tambak Gringsing	3,684	12,219,700
	Tanjung Priuk	242	926,750

Tabel 3.50 Data Pelanggan (Lanjutan)

GARDU INDUK	NAMA PENYULANG	PELANGGAN	
		(Plg)	(VA)
Ujung	Bulak Banteng	12,765	14,028,000
	Lantamal I	1	8,300,000
	Lantamal II	0	0
	PAL 1	1	10,000,000
	PAL 2	0	0
	PAL 3	0	0
	Panti Mulya	122	4,566,850
	Pelindo	0	0
	Rawa baru	11,102	11,235,200
	Tambak Wedi	14,692	28,091,350
Perak	Wonosari	0	0
	Dermaga	1	13,840,000
	Jamrud	6,713	7,752,650
	Mutiara	0	0
	M Nasir	1,126	3,088,750
	Nilam 1	1	13,840,000
Tandes	Nilam 2	0	0
	Bhirawa Steel 1	1	13,000,000
	Bhirawa Steel 2	0	0
	Buntaran	472	16,932,300
	Dumar Industri	1,051	22,355,600
	Gadukan	667	17,794,850
	GDS I	1	20,000,000
	GDS II	0	0
	Greges	17	5,283,700
	Makin Jaya Oil	7	12,144,000
	Margomulyo	97	7,684,550
	Meshindo	189	11,996,500
	Tanjung Sari	714	15,014,200

Tabel 3.50 Data Pelanggan (Lanjutan)

GARDU INDUK	NAMA PENYULANG	PELANGGAN	
		(Plg)	(VA)
Kenjeran	Babatan	2,308	16,184,700
	Dharma Husada	6,656	17,117,200
	Kalijudan	3,687	19,177,800
	Kaliondo	0	0
	Kapas krampung	6,444	13,047,650
	Karang Asem	3,263	8,891,700
	Kedung Cowek	6,995	14,290,300
	Mojocarum	5,554	18,803,600
	Mulyosari	6,330	25,460,500
	Putro Agung	10,752	22,708,900
	Rangkah	5,247	8,763,500
	Residen Sudirman	5,409	15,079,450
	Sidoarjo	17,035	23,606,850
	Tambak Deres	10,116	28,547,100
	Tambak Sari	2,937	10,266,800
	Tuwowo	5,115	19,784,850
Segoro Madu	Izhisuka II	0	0
	Podotresno	1,016	10,161,850
	Romo Kalisari	691	3,694,050
Simpang	BRI Tower	2	6,235,000
	Galaxy	387	1,602,050
	Grahadi	7	10,774,500
	ITC	1	8,660,000
	Kalimantan	134	5,590,000
	Ketabang kali	2	608,000
	Kusuma Bangsa	3,041	8,981,665
	Ngemplak	1,007	4,107,700

Tabel 3.50 Data Pelanggan (Lanjutan)

GARDU INDUK	NAMA PENYULANG	PELANGGAN	
		(Plg)	(VA)
	Ometraco	390	7,530,550
	Radison 1	4	1,810,000
	Hanamasa	0	0
	Sogo	0	0
	Taman Surya	1,040	6,139,850
	Tapek Siring	3,594	14,689,650
	Tunjungan Plaza	140	12,050,950
	Yos Sudarso	1,390	9,864,300
Ngagel	Kalibokor	972	11,105,650
	Pucang Sewu	3,129	15,340,750
Alta Prima	Izhisuka 1	1	5,540,000
	Koper	6	8,541,200
	Palunesia	357	7,431,350
	PVC	253	6,282,700
	Segara Intermusa	1,554	22,709,950
Undaan	Ahmad djais	2,999	12,144,100
	Embong Purnomo	3,362	9,124,450
	Gembilongan	2,803	11,288,260
	Genteng Kali	1,190	10,695,700
	Grand City	1	8,660,000
	Jagalan	989	8,266,325
	Kamboja	822	11,583,100
	Pengampon	1,005	10,934,100
	Praban	91	4,476,850
	Senapati	1	3,465,000
	Simpang Dukuh	0	0
	Soka	336	4,694,150
Kupang	Basuki Rahmat	345	14,687,000
	Empire	1	1,730,000
	Kaliasin	685	1,892,750
	Kampung Malang	3,333	18,349,300
	Kedondong	903	6,585,600
	Kedung rukem	2,844	10,062,150
	Kedung Sari	9,882	19,085,500
	M Duryat	1,853	11,791,850
	Pasar Kembang	1,356	14,185,950
	Sheraton	1	13,840,000
	Tegalsari	650	8,560,500
		307,544	1,244,020,640

Pada penyulang Sidoyoso dengan jumlah pelanggan sebanyak 17035. Sedangkan penyulang yang memiliki jumlah pelanggan paling sedikit adalah Sheraton, Empire, Senopati, Grand City, Izhisuka 1, ITC, GDS I, Bhirawa Steel, Nilam 1, Dermaga, PAL 1, Lantamal 1, Lamicitra, Ketandan, dan Embong Malang yaitu masing-masing sebanyak 1 pelanggan.

3.5 Data Panjang Tiap Saluran Tiap Penyulang

Berikut ini adalah data panjang saluran pada tiap penyulang
Tabel 3.51 Data Panjang Saluran Tiap Penyulang

NO	GARDU INDUK	NO	NAMA PENYULANG	JENIS TRUNCH LINE	PANJANG TOTAL (KMS)
1	GI KREMBANGAN		ALSTOM		142.27
		1	Lumba-lumba	A3C150	5.711
		2	Lamicitra	MVTIC240	3.013
		3	Rajawali	A3C150	12.010
		4	Bumimoro	A3C150	0.073
		5	Bogasari 1	MVTIC240	2.356
		6	Bogasari 2	MVTIC240	2.282
		7	Indrapura	A3C150	6.200
		8	Jepara	A3C150	13.158
		9	Atom	A3C150	6.208
		10	Perak Timur	A3C150	4.842
			ALSTOM		
		1	Dupak	A3C150	5.811
		2	Pelabuhan	A3C150	8.415
		3	Tanjung Priok	A3C150	2.095
		4	Prapat Kurung	A3C150	4.948
		5	Johor	A3C150	4.663
		6	Sidorame	A3C150	11.524
		7	Tampak Gring Sin	A3C150	7.480
		8	Kalimas	A3C150	5.813
		9	Jakarta	A3C150	12.198
		10	BBI	A3C150	4.532
			ALSTOM		
		1	Kebon Rojo	A3C150	5.022
		2	Pasar Turi 1	A3C150	3.721
		3	Telkom	A3C150	5.429
		4	Purwodadi	A3C150	4.766
	Jumlah	24			

Tabel 3.51 Data Panjang Saluran Tiap Penyulang (Lanjutan)

NO	GARDU INDUK	NO	NAMA PENYULANG	JENIS TRUNCH LINE	PANJANG TOTAL (KMS)
2	G1 UJUNG		ALSTOM		56.05
		1	PAL 1	A3 C150	1.341
		2	PAL 2	A3 C150	1.348
		3	PAL 3	A3 C150	1.355
		4	Panti Mulya	A3 C150	1.533
		5	Lantamal I	A3 C150	1.384
			ALSTOM		
		1	Tambak wedi	A3 C150	23.963
		2	Bulak Banteng	A3 C150	11.160
		3	Rawa Baru	A3 C150	12.541
		4	Lantamal II	A3 C150	1.400
		x	Wonosari	A3 C240	0.024
		x	Pelindo 1	A3 C150	0.000
	Jumlah	9			
3	G1 PERAK		AREVA		24.89
		1	Dermaga	A3 C150	1.466
		2	M Nasir	A3 C150	14.618
		3	Nilam 1	A3 C150	2.555
		4	Nilam 2	A3 C150	1.909
		5	Zamrud	A3 C150	1.445
		6	Mutiara	A3 C150	2.896
	Jumlah	6			
4	G1 TANDES		G OLD STAR 1		55.75
		1	Greges	A3 C150	3.542
		2	Gadukan	A3 C150	10.226
		3	Margomulyo	A3 C150	5.021
		4	Buntaran	A3 C150	6.420
		5	Tanjung Sari	A3 C150	4.463
		6	Dumar Industri	A3 C150	10.449
		7	MJO	A3 C150	1.852
			MODALEK A		
		1	GDS I	A3 C150	1.437
		2	GDS II	A3 C150	1.448
		3	Bhirawa Steel 1	A3 C150	0.285
		4	Bhirawa Steel 2	A3 C150	0.277
		5	Asian Profile I	A3 C150	1.690
		6	Asian Profile II	A3 C150	1.690
			GOLD STAR 2		
		1	Meshindo	A3 C150	6.950
	Jumlah	14			

Tabel 3.51 Data Panjang Saluran Tiap Penyulang (Lanjutan)

NO	GARDU INDUK	NO	NAMA PENYULANG	JENIS TRUNCH LINE	PANJANG TOTAL (KMS)
5	GI KENJERAN		MEIDENSA		206.13
		1	Kedung Cowek	A3C150	8.349
		2	Tambak Deres	A3C150	2.049
		3	Kalijudan	A3C150	10.141
		4	Babadan	A3C150	7.543
		5	Tambak Sari	A3C150	5.116
		6	Karang Asem	A3C150	13.138
		7	Residen Sudimar	A3C150	8.992
		8	Putro Agung	A3C150	11.952
		9	Kapas Krampung	A3C150	11.384
			GOLD STAR		
		1	Mojoarum	A3C150	13.666
		2	Dharma Husada	A3C150	7.115
		3	Kaliendo	A3C150	12.708
		4	Tuwowo	A3C150	6.491
		5	Sidojoso	A3C150	11.005
		6	Mulyosari	A3C150	13.860
		7	Rangkah	A3C150	12.792
			EGA		
		1	Tempurejo	A3C150	21.162
		2	AURI	A3C150	10.133
		3	Wisper	A3C150	0.000
		4	Gersikan	A3C150	0.000
		5	Bogen	A3C150	6.491
		6	Pogot	A3C150	12.046
	Jumlah	16			
6	GI SAWAHAN		ALSTHOM 1		99.27
		1	Kedungdoro	A3C150	4.134
		2	Simorejo	A3C150	7.101
		3	Pelammon	A3C150	7.010
		4	Widadaren	A3C150	5.802
		5	Tambak Pring	A3C150	12.069
		6	Margoyoso	A3C150	4.817
			ALSTHOM 1		
		1	Margorukun	A3C150	9.543
		2	Aryuno	A3C150	6.515
		3	Kalibutih	A3C150	7.409
		4	Bukit Barisan	A3C150	5.746
		5	Tidar	A3C150	1.760
		6	Ketandan	A3C150	2.392
		7	Embong Malang	A3C150	2.783
		8	Semarang	A3C150	4.818
		9	Demak	A3C150	10.058
		10	Asem Rowo	A3C150	7.316
	Jumlah	16			

Tabel 3.51 Data Panjang Saluran Tiap Penyulang (Lanjutan)

NO	GARDU INDUK	NO	NAMA PENYULANG	JENIS TRUNCH LINE	PANJANG TOTAL (KMS)
7	GI SIMPANG		MERLIN GERLIN		59.37
		1	Kusuma Bangsa	A3C150	5.962
		2	Grahadi	A3C150	1.166
		3	Yos Sudarso	A3C150	5.613
		4	Ngemplak	A3C150	6.362
		5	Ketabang kali	A3C150	0.465
		6	Taman Surya	A3C150	4.164
		7	Radison 1	A3C150	0.895
		8	Tapak Sring	A3C150	11.703
		9	Ometraco	A3C150	2.598
		10	ITC	MVT IC150	3.417
			MERLIN GERLIN		
		1	Hanamasa	A3C150	2.109
		2	Galaxy	A3C150	5.795
		3	Tunjungan Plaza	MVT IC240	2.458
		4	BRI Tower	A3C150	2.399
		5	Sogo	MVT IC240	2.027
		6	Kalimantan	A3C150	2.237
	Jumlah	16			
8	GI KUPANG		SIEMENS		49.86
		1	Kedungsari	A3C150	2.501
		2	Kedung Rukem	A3C150	2.750
		3	Kaliasin	A3C150	3.068
		4	Basuki Rahmat	A3C150	3.129
		5	Kampung Malang	A3C150	7.509
		6	Kedondong	A3C150	3.068
		7	MDuryat	A3C150	3.561
		8	Tegalsari	A3C150	1.855
		9	Pasar Kembang	A3C150	6.512
		10	Trunojoyo	A3C150	7.977
			SCHEIDER		
		1	Empire	A3C150	1.794
		2	Sheraton	A3C150	1.559
		3	Imam Bonjol	A3C150	4.573
	Jumlah	13			

Tabel 3.51 Data Panjang Saluran Tiap Penyulang (Lanjutan)

NO	GARDU INDUK	NO	NAMA PENYULANG	JENIS TRUNCH LINE	PANJANG TOTAL (KMS)
9	GI UNDAAN		SIEMENS		44.99
		1	Kamboja	A3C150	3.749
		2	Achmad Jais	A3C150	4.881
		3	Jagalan	A3C150	3.386
		4	Simpang Dukuh	A3C150	2.661
		5	Praban	A3C150	1.034
		6	Genteng Kali	A3C150	5.332
		7	Embong Pumomo	A3C150	5.616
		8	Gemblongan	A3C150	6.623
		9	Pengampon	A3C150	3.795
		10	Soka	A3C150	4.080
		11	Senopati	MVTIC150	2.380
		12	Grand City	MVTIC150	1.455
	Jumlah	12			
10	GI NGAGEL		MERLIN GERLIN		11.64
		1	Kalibokor	A3C150	4.115
		2	Pucang Sewu	A3C150	7.520
	Jumlah	2			
11	GI ALTA PRIMA		MERLIN GERLIN		46.93
		1	Segara Intemusa	A3C150	15.598
		2	Koper	A3C150	1.511
		3	PVC	A3C150	5.534
		4	Palunesia	A3C150	13.410
		5	Izhisuka II	MVTIC150	1.933
			EGANUSA		
		1	Teluk Lamong 2	MVTIC240	4.474
		2	Teluk Lamong 1	MVTIC240	4.474
	Jumlah	7			
12	GI SEGORO MADU		EGANUSA		25.62
		1	Romo Kalisari	A3C150	9.923
		2	Izhisuka II	MVTIC150	1.933
		3	Podo Trnsno	A3C150	13.766
	Jumlah	3			25.615

3.6 Data Trafo Pada Gardu Induk Surabaya Utara

Tabel 3.52 Data Trafo Gardu Induk Surabaya Utara

NO	GARDU INDUK	NO. TRAFO	MVA TRAFO	TEG. (KV)
1	GI KREMBANGAN	1	50	150/20
		2	50	150/20
		3	60	150/20
	Jumlah	3	160	
2	GI UJUNG	1	30	150/20
		2	30	150/20
		2	60	
3	GI PERAK	1	60	150/20
		1	60	
4	GI TANDES	1	50	150/20
		3	60	150/20
		4	10	150/20
	Jumlah	3	120	
5	GI KENJERAN	1	50	150/20
		2	50	150/20
		3	60	150/20
	Jumlah	3	160	
6	GI SAWAHAN	1	50	150/20
		2	60	150/20
		2	110	
7	GI SIMPANG	1	50	150/20
		2	50	150/20
		2	100	
8	GI KUPANG	1	60	150/20
		1	60	150/20
		2	120	
9	GI UNDAAN	1	60	150/20
		1	60	
10	GI NGAGEL	1	20	150/20
		1	20	
11	GI ALTA PRIMA	1	30	150/20
		2	60	150/20
		2	90	
12	GI SEGORO MADU	3	60	150/20
		1	60	

3.7 Indeks Kegagalan Peralatan Sistem Distribusi

Berikut merupakan **Tabel 3.53** data keandalan untuk saluran, baik saluran udara maupun saluran bawah tanah :

Tabel 3.53 Data Keandalan Saluran

Overhead Lines	
Sustained failure rate (λ /km/yr)	0.15
Momentary failure rate (λ /km/yr)	0.02
r (repair time) (hours)	2
rs (switching time) (hours)	0.10
Underground Lines	
Sustained (λ /km/yr)	0.04
r (repair time) (hours)	7
rs (switching time) (hours)	0.10

Sedangkan **Tabel 3.54** merupakan tabel indeks kegagalan, waktu perbaikan, serta waktu switching untuk setiap peralatan:

Tabel 3.54 Indeks Kegagalan, *Repair Time*, serta *Switching Time* untuk setiap peralatan

Komponen	λ (failure rate) / unit / tahun	R (repair time) (jam)	Rs (switching Time) (jam)
Trafo Distribusi	0,05	7	0.10
Circuit breaker	0,04	3	0.10
Recloser	0,01	3	0.10
Tie switch	0,01	3	0.10



[Halaman Ini Sengaja Dikosongkan]

BAB IV

PERHITUNGAN DAN ANALISIS KEANDALAN

Dalam tugas akhir ini akan dievaluasi keandalan sistem distribusi PT. PLN (Persero) area Surabaya Utara menggunakan metode RIA (*Reliability Index Assessment*). Kemudian nilai Indeks keandalan yang dihitung dianalisis menggunakan metode RIA (*Reliability Index Assessment*) yaitu dengan kondisi *perfect switching* dan *imperfect switching*.

4.1 Perhitungan Indeks Keandalan Menggunakan Metode RIA (*Reliability Index Assessment*)

Untuk melakukan perhitungan indeks keandalan dari sisi pelanggan menggunakan metode RIA, serangkaian langkah diterapkan pada sistem yang bersangkutan untuk membandingkan setiap kondisi sehingga nantinya dapat dilihat perbandingan antara nilai-nilai indeks keandalan pada kondisi tersebut.

Untuk menganalisis sistem tersebut, ada 2 kondisi yang diterapkan yaitu sistem dikondisikan berada dalam kondisi *perfect switching*. Kondisi *perfect switching* dicapai ketika suatu peralatan distribusi, khususnya peralatan yang berperan dalam proses *switching* misalnya *circuit breaker*, *recloser*, dan *tie switch* diasumsikan bekerja sempurna, sehingga indeks kegagalan dari peralatan tersebut dapat diabaikan dan yang diperhitungkan hanya indeks kegagalan dari saluran. Dan sistem dikondisikan berada dalam kondisi *imperfect switching* adalah sebuah kondisi dimana indeks kegagalan dari setiap peralatan distribusi memberikan kontribusi terhadap indeks kegagalan secara menyeluruh.

Selanjutnya dilakukan analisis sistem distribusi PT. PLN (Persero) wilayah Surabaya Utara berdasarkan data yang telah di dapat pada bab III dengan menggunakan tabel Keandalan Data Saluran (Tabel) serta tabel Indeks Kegagalan, Repair Time, serta Switching Time untuk setiap peralatan (Tabel).

4.1.1 Sistem Diasumsikan Berada Pada Kondisi Perfect Switching

Ada tiga langkah yang digunakan untuk mendapatkan nilai SAIDI, SAIFI, CAIDI, dan MAIFI, yaitu:

1) Perhitungan SAIFI dan MAIFI

Untuk mendapatkan nilai SAIFI dan MAIFI, indeks kegagalan per km (baik *sustained failures rate* maupun *momentary failures rate*) dikalikan panjang dari masing-masing saluran.

2) Mencari r dan U sistem

R (jam/gangguan) menyatakan waktu perbaikan atau *switching time*, yakni ketika terjadi gangguan pada salah satu section, maka komponen-komponen pada *section* yang terganggu akan dikenakan waktu perbaikan sedangkan untuk komponen-komponen yang tidak terganggu akan dikenakan *switching time*. U (jam/tahun) merupakan hasil perkalian antara λ (gangguan/tahun) dengan r (jam/gangguan), menyatakan durasi/lama pemadaman rata-rata dalam kurun waktu satu tahun akibat gangguan pada tiap komponen sistem distribusi. Penjumlahan U tiap komponen sistem distribusi. Penjumlahan U tiap komponen menghasilkan U pada tiap *load point* (U_{LP}).

3) Perhitungan SAIDI dan CAIDI

Untuk memperoleh nilai SAIDI, nilai U pada setiap *load point* dikalikan jumlah pelanggan pada *load point* bersangkutan, kemudian hasil perkaliannya dijumlahkan. Sedangkan untuk memperoleh nilai CAIDI, nilai r pada tiap *load point* dikalikan jumlah pelanggan pada *load point* bersangkutan, kemudian hasil perkaliannya dijumlahkan.

Asumsi : N_{LP} menyatakan jumlah pelanggan tiap *load point*, r_{LP} menyatakan durasi pemadaman rata-rata pada tiap *load point* untuk setiap pemadaman yang terjadi, U_{LP} menyatakan durasi pemadaman rata-rata pada tiap *load point* dalam kurun waktu satu tahun.

4) Perhitungan ASAI dan ASUI

Untuk mendapatkan nilai ASAI yang merupakan tingkat ketersediaan layanan (suplai daya) yang diterima pelanggan yaitu Jumlah durasi ketersediaan suplai daya ke pelanggan dibagi dengan jumlah durasi suplai daya yang dibutuhkan pelanggan.

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760}$$

Dan untuk mendapatkan nilai ASUI yang merupakan tingkat ketidaktersediaan layanan atau suplai daya yang diterima pelanggan yaitu jumlah ketidaktersediaan suplai daya ke pelanggan dibagi dengan jumlah durasi suplai daya yang dibutuhkan pelanggan atau indeks ini bias dicari dengan rumus $ASUI = 1 - ASAI$.

1. Perhitungan SAIFI dan MAIFI

Langkah pertama yang dilakukan untuk mencari SAIFI adalah dengan melakukan perhitungan total laju kegagalan saluran dikalikan jumlah pelanggan pada setiap *load point* $\sum L \times Sustained \lambda \times N_{LP}$ dibagi total pelanggan pada sistem $\sum N_{LP}$. Sedangkan untuk mendapatkan nilai MAIFI adalah $\sum L \times Momentary \lambda \times N_{LP}$ dibagi total pelanggan pada sistem $\sum N_{LP}$. Hasil perhitungan dapat dilihat pada

Tabel 4.1

Tabel 4.1 Hasil perhitungan SAIFI dan MAIFI *Perfect Switching* pada GI Ujung.

NAMA PENYANG	JENIS TRUNC	PANJAN G TOTAL	λ Sustained (fault/yr/km)	λ Sustained (fault/yr/km)	λ Sustained (fault/yr)	L_x Sustained $\lambda \times N_{LP}$	L_x Sustained Momentar $\lambda \times N_{LP}$	Jumlah Pelanggan	r	U	$U_{LP} \times N_{LP}$	N=8760
ALSTOM			56.05									
PAL 1	A3C150	1.341	0.15	0.02	0.20115	0.02682	0.20115	0.02682	1	0.1	0.020115	8760
PAL 2	A3C150	1.348	0.15	0.02	0.2022	0.02696	0	0	0	0.1	0.02022	0
PAL 3	A3C150	1.355	0.15	0.02	0.20325	0.0271	0	0	0	0.1	0.02025	0
Panti Muja	A3C150	1.333	0.15	0.02	0.22995	0.03066	28.0539	3.74052	122	0.1	0.022995	2.80539
Lantamal I	A3C150	1.384	0.15	0.02	0.2076	0.02768	0.2076	0.02768	1	0.6167	0.1280269	0.1280269
								124				
Tambak wedi	A3C150	23.963	0.15	0.02	3.59445	0.47926	52809.659	7041.2879	14692	0.1	0.359445	5280.9659
Bulak Banteng	A3C150	11.16	0.15	0.02	1.674	0.2232	21368.61	2849.148	12765	0.1	0.1674	2136.861
Kawa Baru	A3C150	12.541	0.15	0.02	1.88115	0.25082	20884.527	2784.6036	11102	0.3958	0.7445592	8266.0959
Lantamal II	A3C150	1.4	0.15	0.02	0.21	0.028	0	0	0	0.1	0.021	0
Wonosari	A3C240	0.024	0.15	0.02	0.0036	0.00048	0	0	0	0.1	0.00036	0
Pelindo I	A3C150	0	0.15	0.02	0	0	0	0	0	0.1	0	0
9								38559			15686.876	338863080

Dari perhitungan **Tabel 4.1** diatas, di dapatkan nilai SAIFI sebesar 2.458218 kali/pelanggan/tahun dan MAIFI sebesar 0.327762 kali/pelanggan/tahun.

2. Mencari r dan U sistem

Dalam metode RIA untuk mendapatkan nilai SAIDI dan CAIDI, terlebih dahulu menentukan nilai r dan U. $U = (L \times Sustained \lambda) \times r$. Selanjutnya nilai perhitungan dijumlahkan (ΣU). Untuk mendapatkan nilai r sistem, nilai dari ΣU dibagi nilai SAIFI.

3. Perhitungan SAIDI dan CAIDI

Untuk mendapatkan nilai SAIDI dan CAIDI harus memperhatikan jumlah pelanggan tiap *load point*. Nilai SAIDI didapatkan dengan mengalikan nilai jumlah pelanggan dengan ΣU yang didapatkan pada **Tabel 4.1** ($N_{LP} \times U_{LP}$). Nilai hasil perkalian tersebut dijumlah tiap liniernya. Kemudian hasilnya dibagi dengan nilai total jumlah pelanggan ($(\Sigma(N_{LP} \times U_{LP}) / \Sigma N_{LP})$, maka dari **Tabel 4.1** diperoleh 0.4055. Nilai CAIDI didapatkan dengan cara SAIDI dibagi SAIFI, maka diperoleh CAIDI sebesar 0.164 kali/pelanggan/tahun.

4. Perhitungan ASAI dan ASUI

Untuk mendapatkan nilai ASAI yaitu penjumlahan antara perkalian jumlah pelanggan dengan total jumlah jam dalam satu tahun kalender ($\Sigma N_i \times 8760$) dikurangi dengan jumlah durasi ketidaktersediaan suplai daya ke beban ($\Sigma U_i N_i$) dan hasilnya dibagi dengan total jumlah jam dalam satu tahun kalender ($\Sigma N_i \times 8760$), maka diperoleh nilai sebesar 0.999954. Hal ini menunjukkan tingkat ketersediaan suplai daya listrik ke pelanggan adalah mendekati 1 atau 100%. Dan untuk mendapatkan ASUI yaitu satu dikurangi ASAI, dan diperoleh nilai sebesar 0.000046. Hal ini menunjukkan tingkat ketidaktersediaan suplai daya listrik ke pelanggan adalah 0.0046%.

4.2.2. Sistem Diasumsikan Berada Pada Kondisi *Imperfect Switching*

Langkah-langkah perhitungan nilai SAIFI, MAIFI, SAIDI, dan CAIDI pada *imperfect switching* sama dengan saat sistem diasumsikan berada pada kondisi *perfect switching*. Perbedaannya terletak pada peralatan switching yang turut berkontribusi dalam perhitungan nilai SAIFI, MAIFI, SAIDI, dan CAIDI. Saat kondisi *imperfect switching*, perhitungan gangguan yang ditimbulkan karena peralatan *switching* juga dimasukkan. Hal ini berpengaruh terhadap besar nilai SAIFI, MAIFI, SAIDI, dan CAIDI.

1. Perhitungan MAIFI dan SAIFI

Untuk kondisi *imperfect switching*, nilai MAIFI-nya sama dengan kondisi *perfect switching*, sedangkan nilainya SAIFI-nya berbeda karena indeks keandalan peralatan trafo dan *circuit breaker* pada suatu penyulang harus diikutsertakan dalam perhitungan ini. Hasil perhitungan dapat dilihat pada **Tabel 4.2**

Tabel 4.2 Perhitungan SAIDI dan CAIDI *Imperfect Switching* pada GI Ujung.

NAMA	JENIS	PANJANG TOTAL (KMS)	Sustained A (fault/yr/km)	Momentary A (fault/yr/km)	L x Sustained A (fault/yr)	L x Momentary A (fault/yr)	L x Sustained A (fault/yr)	L x Momentary A (fault/yr)	L x Jumlah Pelanggaran	r	U	U LP,N LP	N*8760
ALSTOM		272.13											
PA1	A3C150	1.341	0.15	0.02	0.20115	0.02682	0.20115	0.02682	1	0.1	0.020115	0.020115	8760
PA1.2	A3C150	1.348	0.15	0.02	0.2022	0.02696	0.2022	0.02696	0	0.1	0.02022	0	8760
PA1.3	A3C150	1.355	0.15	0.02	0.20325	0.0271	0.20325	0.0271	0	0.1	0.020325	0	0
Pant Mulya	A3C150	1.533	0.15	0.02	0.22995	0.03066	0.22995	0.03066	122	0.1	0.022995	2.80539	1068720
Lambahati I	A3C150	1.384	0.15	0.02	0.20768	0.02768	0.20768	0.02768	1	0.0167	0.1280269	0.1280269	8760
Triab		55.64	0.05		2.782	344.968				0.1	0.2782	34.4968	
CB 1		25.4	0.04		1.016					0.1	0.1016	0.1016	
CB 2		23.52	0.04		0.9408					0.1	0.09408	0	
CB 3		32.16	0.04		1.286					0.1	0.1286	0	
CB 4		42.63	0.04		1.7052	208.0344				0.1	0.17052	20.80344	
CB 5		36.74	0.04		1.4696					0.1	0.14696	0.14696	
ALSTOM						1.4696			124				
Tambak Wedi	A3C150	23.963	0.15	0.02	3.59445	52809.659	7041.2879	14692	0.1	0.359445	5280.9659	128701920	
Bulak Bambang	A3C150	11.16	0.15	0.02	1.674	21368.61	2849.148	12765	0.1	0.1674	2136.861	111821400	
Rawa Baru	A3C150	12.641	0.15	0.02	1.88115	20844.527	2784.6036	11102	0.3958	0.7445592	8266.0959	97253520	
Lambahati II	A3C150	1.4	0.15	0.02	0.21	0.028	0	0	0	0.1	0.021	0	0
Wonosan	A3C240	0.024	0.15	0.02	0.0036	0.00048	0	0	0	0.1	0.00036	0	0
Pelindo 1	A3C150	0	0.15	0.02	0	0	0	0	0	0.1	0	0	0
Triab		63.17	0.05		3.1585	121788.6			38559	0.1	0.31585	12178.86	
CB 1		21.3	0.04		0.852	12517.584				0.1	0.0852	1251.7584	
CB 2		25.49	0.04		1.0196	13015.194				2.13	2.171748	27722.363	
CB 3		34.61	0.04		1.3844	15369.609				0.33	0.456832	5071.9709	
CB 4		19.45	0.04		0.778					0.1	0.0778	0	
9									38559			61967.378	338863080

Dari perhitungan **Tabel 4.2**, didapatkan nilai SAIFI sebesar 6.678 kali/pelanggan/tahun dan MAIFI sebesar 0.3276 kali/pelanggan/tahun, nilai SAIDI sebesar 1.6019 jam/pelanggan/tahun, CAIDI sebesar 0.2398 jam/pelanggan/tahun dan nilai ASAI sebesar 0.999817 dan nilai ASUI sebesar 0.00018286.

2. Perhitungan SAIDI dan CAIDI

Untuk mendapatkan nilai SAIDI dan CAIDI harus memperhatikan jumlah pelanggan tiap *load point*. Nilai SAIDI didapatkan dengan mengalikan nilai jumlah pelanggan dengan ΣU yang didapatkan pada **Tabel 4.2** ($N_{LP} \times U_{LP}$). Nilai hasil perkalian tersebut dijumlah tiap linenya. Kemudian hasilnya dibagi dengan nilai total jumlah pelanggan ($\Sigma(N_{LP} \times U_{LP}) / \Sigma N_{LP}$), maka dari **Tabel 4.2** diperoleh 1.6019. Nilai CAIDI didapatkan dengan cara SAIDI dibagi SAIFI, maka diperoleh CAIDI sebesar 0.2398 kali/pelanggan/tahun. maka di peroleh CAIDI sebesar 0.164 kali/pelanggan/tahun.

3. Perhitungan ASAI dan ASUI

Untuk mendapatkan nilai ASAI yaitu penjumlahan antara perkalian jumlah pelanggan dengan total jumlah jam dalam satu tahun kalender ($\Sigma N_i \times 8760$) dikurangi dengan jumlah durasi ketidaktersediaan suplai daya ke beban ($\Sigma U_i N_i$) dan hasilnya dibagi dengan total jumlah jam dalam satu tahun kalender ($\Sigma N_i \times 8760$), maka diperoleh nilai sebesar 0.999817. Hal ini menunjukkan tingkat ketersediaan suplai daya listrik ke pelanggan adalah mendekati 1 atau 100%. Dan untuk mendapatkan ASUI yaitu satu dikurangi ASAI, maka diperoleh nilai sebesar 0.000182868. Hal ini menunjukkan tingkat ketidaktersediaan suplai daya listrik ke pelanggan adalah 0.0182868%.

4.2.3. Perbandingan Hasil Perhitungan

Perbandingan hasil perhitungan kondisi *Perfect Switching* dan *Imperfect Switching* pada seluruh GI PLN area Surabaya Utara dapat dilihat pada **tabel 4.3**

Tabel 4.3 Perbandingan Hasil Indeks Keandalan untuk Kondisi *Perfect Switching* dan *Imperfect Switching* pada GI di Surabaya Utara.

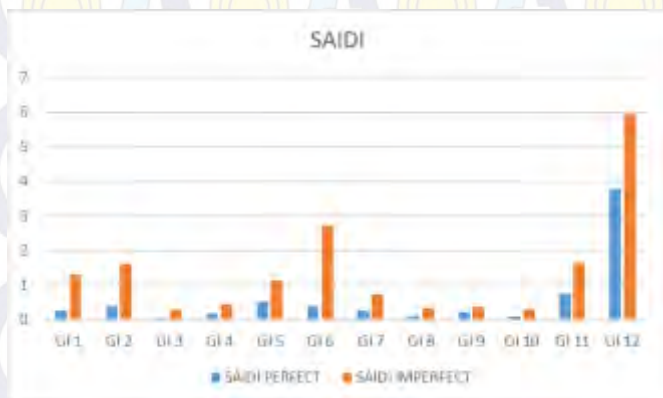
PERFECT						IMPERFECT					
SAIFI	MAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI	SAIFI	MAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
GI 1	1.297898	0.269112	0.207345	0.999699	0.000031	5.199909	0.173053	1.302576	0.2506	0.999473	0.00053
GI 2	2.458218	0.327762	0.405524	0.999954	0.000046	6.678327	0.327664	1.601928	0.23987	0.999817	0.00018
GI 3	0.500526	0.066737	0.050053	0.1	0.999994	0.000006	0.066737	0.304847	0.1	0.999965	0.00003
GI 4	1.207787	0.161038	0.133656	0.999982	0.000018	3.959423	0.161038	0.458599	0.115825	0.999948	0.00005
GI 5	1.442713	0.192362	0.533664	0.999903	0.000061	3.598434	0.192362	1.140876	0.317048	0.99987	0.00013
GI 6	1.130071	0.150676	0.395831	0.999955	0.000045	3.670506	0.150676	2.7339	0.744829	0.999688	0.00031
GI 7	1.112993	0.148399	0.279725	0.999968	0.000032	2.572676	0.148399	0.722475	0.280826	0.999918	0.00008
GI 8	0.550172	0.073356	0.120591	0.999986	0.000014	2.528527	0.073356	0.353399	0.139765	0.99996	0.00004
GI 9	0.773678	0.103157	0.219979	0.999975	0.000025	2.491307	0.103157	0.364569	0.146336	0.999958	0.00004
GI 10	1.006944	0.134259	0.100694	0.999989	0.000011	2.923981	0.134259	0.292398	0.1	0.999967	0.00003
GI 11	2.103859	0.280515	0.750299	0.999914	0.000086	4.695917	0.280515	1.631754	0.347483	0.999814	0.00019
GI 12	1.831551	0.244207	3.797325	2.073284	0.999567	3.643378	0.244207	5.943663	1.631361	0.999321	0.00068

Dari perbandingan perhitungan nilai SAIDI, SAIFI, MAIFI, dan CAIDI pada **Tabel 4.3** terlihat bahwa nilai SAIDI, SAIFI, dan CAIDI pada kondisi *imperfect switching* lebih besar daripada saat kondisi *perfect switching*. Hal ini disebabkan karena pada kondisi *imperfect switching*, peralatan seperti *circuit breaker* dan trafo juga ikut berkontribusi dalam perhitungan yang mengakibatkan nilai SAIDI, SAIFI, dan CAIDI semakin besar. Namun nilai MAIFI untuk sistem pada kedua kondisi sama karena peralatan *circuit breaker* tidak memberikan kontribusi gangguan sesaat dalam perhitungan nilai MAIFI.

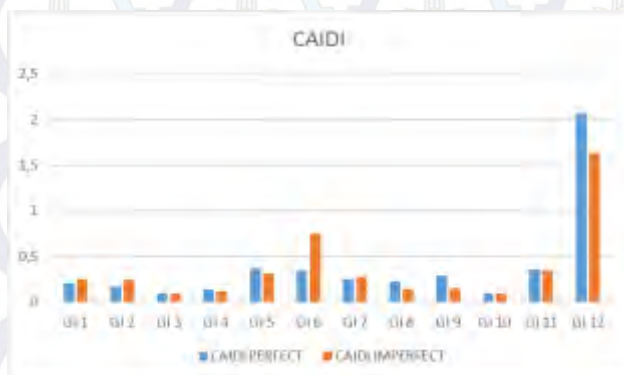
Jumlah komponen peralatan distribusi juga ikut mempengaruhi besar/kecilnya indeks keandalan tersebut. Sebagai contoh, komponen *line* yang panjang memberikan dampak lebih banyak daripada jika ia berukuran pendek. Jumlah trafo distribusi dan *circuit breaker* yang semakin banyak juga memberikan kontribusi semakin banyak.



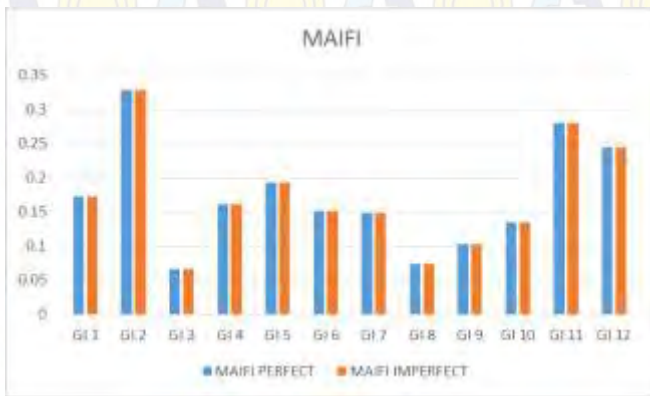
Gambar 4.1 Chart perbandingan nilai SAIFI pada kondisi *perfect switching* dan *imperfect switching*



Gambar 4.2 Chart perbandingan nilai SAIDI pada kondisi *perfect switching* dan *imperfect switching*



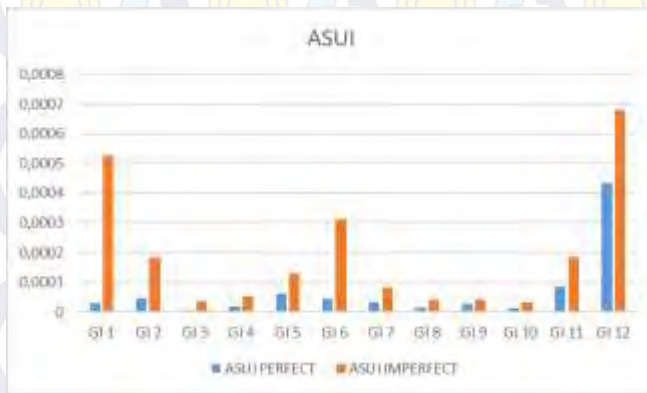
Gambar 4.3 Chart perbandingan nilai CAIDI pada kondisi *perfect switching* dan *imperfect switching*



Gambar 4.4 Chart perbandingan nilai MAIFI pada kondisi *perfect switching* dan *imperfect switching*



Gambar 4.5 Chart perbandingan nilai ASAI pada kondisi *perfect switching* dan *imperfect switching*



Gambar 4.6 Chart perbandingan nilai ASUI pada kondisi *perfect switching* dan *imperfect switching*

Dari perbandingan perhitungan nilai SAIDI, SAIFI, dan CAIDI pada **gambar 4.2**, **gambar 4.1**, dan **gambar 4.3**, terlihat bahwa nilai SAIDI, SAIFI, dan CAIDI pada kondisi *perfect switching* lebih kecil daripada saat kondisi *imperfect switching*. Hal ini disebabkan karena pada kondisi *imperfect switching*, peralatan *circuit breaker* dan trafo pada GI PLN area Surabaya Utara juga ikut berkontribusi dalam perhitungan yang mengakibatkan nilai SAIDI, SAIFI, dan CAIDI semakin besar. Namun nilai MAIFI untuk sistem pada kedua kondisi sama karena peralatan *circuit breaker* tidak memberikan kontribusi gangguan sesaat dalam perhitungan nilai MAIFI. Besar atau kecilnya indeks keandalan tersebut juga dipengaruhi dengan banyaknya komponen peralatan distribusi. Sebagai contoh, Jumlah trafo distribusi dan *circuit breaker* yang semakin banyak juga memberikan kontribusi semakin banyak dan komponen *line* yang panjang juga memberikan dampak lebih banyak daripada jika ia berukuran pendek.



[Halaman Ini Sengaja Dikosongkan]

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan


Berdasarkan hasil yang diperoleh dari perhitungan dan analisis pada tugas akhir ini, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

- a) Nilai SAIFI dan SAIDI pada kondisi *imperfect switching* lebih besar daripada pada kondisi *perfect switching*. Hal ini disebabkan peralatan distribusi juga ikut memberikan gangguan pada sistem dan jumlah peralatan distribusi yang memberikan gangguan pada sistem jumlahnya lebih banyak daripada kondisi *perfect switching*. Semakin banyak komponen dalam sistem distribusi maka semakin besar gangguan yang ikut berkontribusi misalnya penyulang Gardu Induk Krembangan.
- b) Nilai CAIDI bergantung pada perbandingan antara SAIDI dan SAIFI.
- c) Semakin panjang saluran distribusi suatu penyulang maka tingkat keandalannya juga semakin turun.
- d) Nilai ASAI pada kondisi *perfect switching* lebih besar daripada pada kondisi *imperfect switching*. Hal ini disebabkan peralatan distribusi yaitu trafo dan CB dianggap memiliki keandalan 100% sehingga menambah tingkat ketersediaan suplai daya untuk konsumen.
- e) Frekuensi dan durasi gangguan tidak hanya disebabkan oleh gangguan terus-menerus tetapi juga gangguan sementara atau *momentary fault*.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk memperbaiki sistem setelah melakukan analisis adalah sebagai berikut :


- a) Sebaiknya saluran udara dalam distribusi disarankan tidak terlalu panjang karena semakin panjang saluran maka kontribusi gangguan juga semakin besar.
- b) Perlu dilakukan pemeliharaan berkala untuk mengurangi gangguan akibat peralatan dan penebangan pohon secara berkala untuk mengurangi gangguan atau memperkecil gangguan dari gesekan antara pohon dengan kawat .



[Halaman Ini Sengaja Dikosongkan]

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Billinton, R., Allan, R.N., “*Reliability Evaluation of Power Systems*”, Plenum Press, New York, 1996.
- [2] Moelyono, Nono. “*Pengantar Sistem Distribusi Tenaga Listrik*”. Surabaya: Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Surabaya, 1999.
- [3] Suswanto, Daman, *Diktat Kuliah: Sistem Distribusi Tenaga Listrik – JTE Fakultas Teknik UNP*, Padang.
- [4] Warren, Cheryl. A., “Distribution Reliability: What Is It ?”, IEEE Industry Applications Magazine, pp.34, July, 1996.
- [5] Sari, Shinta K., “*Analisa Keandalan Distribusi 20 kv di Wilayah Tegal Jawa Tengah*”, Surabaya: Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Surabaya, 2012.
- [6] Marsudi, Djiteng, “*Operasi Sistem Tenaga Listrik*”, Yogyakarta: Graha Ilmu, 2006.
- [7] Artana, Ketut Buda, *Diktat Kuliah: Kuliah Keandalan 1- Pendahuluan– FTK ITS*, Surabaya.
- [8] Sukmawidjaja, Maula, “Perhitungan Profil Tegangan pada Sistem Distribusi Menggunakan Matrix Admitansi dan Matrix Impedansi Bus”, JETri, vol. 7, pp.21-40, ISSN 1412-0372, February, 2008.
- [9] Li, Fangxing, “Distributed Processing of Reliability Index Assessment and Reliability-Based Network Reconfiguration in Power Distribution System”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol.20, No. 1, pp.231, February, 2005.
- [10] Johnson, Brian. “*Medium Voltage Outdoor Apparatus Portfolio*”. ABB, 5 Mei 2007
- [11] SPLN 59:1985. “*Keandalan Pada Sistem Distribusi 20 kV dan 6 kV*”. Departemen Pertambangan dan Energi, Perusahaan Umum Listrik Negara, 15 Januari 1985



[Halaman Ini Sengaja Dikосongkan]

BIODATA PENULIS



Faisal Adhithana N, dilahirkan di kota Serang, Banten pada 22 Februari 1993. Penulis adalah putra dari pasangan Ir. ST. Agus moh. Rubijanto dan Ana Farida. Memulai pendidikan di SD Angkasa IV Halim Perdana Kusuma, SMPN 128 Jakarta Timur, SMAN 64 Jakarta Timur hingga lulus tahun 2010. Pada tahun itu juga, penulis melanjutkan pendidikan ke jenjang perguruan tinggi di Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Penulis dapat dihubungi

melalui email faisalnugraha256@gmail.com